



TUGAS AKHIR - RF141501

**KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN APLIKASI
SEISMIK ATRIBUT DAN INVERSI SEISMIK IMPEDANSI AKUSTIK,
STUDI KASUS LAPANGAN TEAPOT DOME, WYOMING**

**NUR MUHAMMAD ZAIN
NRP - 3713 100 043**

Dosen Pembimbing

**Wien Lestari, S.T., M.T.
NIP. 19811002 201212 2003**

**Firman Syaifuddin, S.Si., M.T
NIP. 19840911 201404 1001**

**JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
2017**

“Halaman ini sengaja dikosongkan”



TUGAS AKHIR - RF141501

**KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN
APLIKASI SEISMIK ATRIBUT DAN INVERSI SEISMIK
IMPEDANSI AKUSTIK, STUDI KASUS LAPANGAN
TEAPOT DOME, WYOMING**

NUR MUHAMMAD ZAIN
NRP 3713100043

Dosen Pembimbing
Wien Lestari, S.T., M.T
NIP. 19811002 201212 2003

Firman Syaifuddin, S.Si, M.T
NIP. 19840911 201404 1001

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016

“Halaman ini sengaja dikosongkan”



UNDERGRADUATE THESIS - RF141501

**RESERVOIR CHARACTERIZATION USING THE
APPLICATIONS OF ATTRIBUTES SEISMIC AND
SEISMIC INVERSION ACOUSTIC IMPEDANCE, CASE
STUDY OF TEAPOT DOME FIELD, WYOMING**

NUR MUHAMMAD ZAIN
NRP 3713100043

Supervisors
Wien Lestari, S.T., M.T
NIP. 19811002 201212 2003

Firman Syaifuddin, S.Si, M.T
NIP. 19840911 201404 1001

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

**KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN APLIKASI
SEISMIC ATRIBUT DAN INVERSI SEISMIC IMPEDANSI AKUSTIK,
STUDI KASUS LAPANGAN TEAPOT DOME, WYOMING**

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan
Untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik
Pada
Departemen Teknik Geofisika
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya, 25 Juli 2017

Mengetahui,
Dosen Pembimbing 1
Dosen Pembimbing 2



Wien Lestari, S.T., M.T. Eurman Svaituddin, S.Si., M.T
NIP. 19811002 201212 2003 NIP. 19840911 201404 1001

Mengetahui,
Kepala Laboratorium Petrofisika



Wien Lestari, S.T., M.T
NIP. 19811002 201212 2003

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul **“Karakterisasi Reservoir menggunakan Aplikasi Seismik Atribut dan Inversi Seismik Impedansi Akustik, Studi Kasus Lapangan Teapot Dome, Wyoming”** adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 25 Juli 2017

Nur Muhammad Zain
NRP. 3713100043

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN APLIKASI SEISMIK ATRIBUT DAN INVERSI SEISMIK IMPEDANSI AKUSTIK, STUDI KASUS LAPANGAN TEAPOT DOME, WYOMING

Nama : Nur Muhammad Zain
NRP : 3713100043
Jurusan : Teknik Geofisika
Pembimbing : Wien Lestari, ST., MT.
Firman Syaifuddin, S.Si, MT.

ABSTRAK

Lapangan Teapot Dome, Wyoming terletak di *Powder Basin* yang merupakan cekungan prospek hidrokarbon. Data yang digunakan pada penelitian ini yaitu data seismik 3D Post Stack dan 7 data sumur. Zona target terletak pada F1WC dan Redpeak. Zona target memiliki litologi berupa *sand* dan *shaly sand*. Dilakukan karakterisasi reservoir pada kedua zona target guna mengevaluasi zona. Kedua data diintegrasikan menggunakan metode inversi berbasis model dan metode seismik multiatribut. Metode inversi berbasis model dilakukan guna memprediksi impedansi akustik. Metode seismik multiatribut menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi parameter sumur. Parameter yang dicari pada penelitian ini yaitu porositas sehingga didapat persebaran porositas dalam volume seismik. Digunakan pula metode *Probabilistic Neural Network* guna meningkatkan hasil korelasi antara data seismik dengan data sumur saat memprediksi porositas. Berdasarkan hasil yang didapatkan diketahui bahwa karakter reservoir zona F1WC yaitu impedansi akustik pada rentang 27000-34000 (ft/s)(gr/cc) dan porositas 8-11%. Sedangkan untuk zona RDPK mempunyai rentang nilai impedansi akustik 34000-49000 (ft/s)(gr/cc) dan porositas 5-10%. Berdasarkan justifikasi karakter log, inversi, dan multiatribut diketahui bahwa kedua zona target merupakan zona prospek hidrokarbon.

Kata Kunci : Karakterisasi Reservoir, *Probabilistic Neural Network*, *Model Based Inversion*

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

RESERVOIR CHARACTERIZATION USING THE APPLICATIONS OF ATTRIBUTES SEISMIC AND SEISMIC INVERSION ACOUSTIC IMPEDANCE, CASE STUDY OF TEAPOT DOME FIELD, WYOMING

Name : Nur Muhammad Zain
NRP : 3713100043
Department : Geophysical Engineering
Adviser : Wien Lestari, ST., MT.
Firman Syaifuddin, S.Si, MT.

ABSTRACT

Teapot Dome Field, Wyoming is located on the Powder Basin which is a prospect hydrocarbons. The data used in this research is 3D Post Stack and 7 well data. The target zone selected is F1WC and Redpeak. The target zone has lithology of sand and shaly sand. Reservoir characterization conducted in both target zones for evaluation. Both data are integrated using model based inversion and seismic multiattribute. Model based method is used to predict acoustic impedance. Multiattributed seismic methods using more than one attribute to predict well parameters. Parameter sought in this research is porosity, so that porosity distribution can be obtained. The author also using Probabilistic Neural Network to improve result of correlation between seismic data and well data when predicting porosity. Based on the results obtained it is known that the F1WC zone has reservoir characterization as acoustic impedance in the range 27000-34000 (ft/s)(gr/cc) and porosity 8-11%. As for the RDPK zone has a range of acoustic impedance values 34000-49000 (ft/s)(gr/cc) and porosity 5-10%. Based on the justification of log character, inversion, and multiattribute it is known that the two target zones are hydrocarbon prospect zone.

Keywords : Reservoir Characterization, Probabilistic Neural Network, Model Based Inversion

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kepada Allah Subhaanahu wa Ta'aala karena atas rahmat-Nya sehingga laporan Tugas Akhir dengan judul “Karakterisasi Reservoir menggunakan Aplikasi Seismik Atribut dan Inversi Seismik Impedansi Akustik, Studi Kasus Lapangan Teapot Dome, Wyoming” ini dapat terselesaikan.

Pelaksanaan dan penyusunan Laporan Tugas Akhir ini tidak terlepas dari bimbingan, bantuan, dan dukungan berbagai pihak. Pada kesempatan ini, saya mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ayah, Ibu, dan segenap keluarga atas dukungannya selama penulis menjalani Tugas Akhir ini.
2. Bu Wien Lestari, S.T., M.T dan pak Firman Syaifuddin, S.Si., M.T, selaku pembimbing.
3. Seluruh dosen Departemen Teknik Geofisika ITS yang telah banyak memberikan ilmu selama penulis melakukan studi di Departemen Teknik Geofisika.
4. Rekan-rekan Teknik Geofisika ITS terutama angkatan 2013 atas dukungannya.
5. Semua pihak yang tidak dapat dituliskan satu per satu oleh penulis, terima kasih banyak atas segala doa dan dukungannya.

Semoga Allah Ta'aala membalas semua kebaikan seluruh pihak terkait. Penulis menyadari tentunya penulisan Tugas Akhir ini masih banyak kekurangan. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan. Semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Surabaya, 25 Juli 2017

Nur Muhammad Zain
NRP. 3713100043

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN	ii
TUGAS AKHIR	ii
ABSTRAK.....	iv
ABSTRACT	vi
KATA PENGANTAR.....	viii
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
DAFTAR TABEL	xvi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan Penelitian	2
1.5 Manfaat Penelitian	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 <i>Geological Setting Teapot Dome</i>	5
2.1.1 Lokasi.....	6
2.1.2 Tektonik Regional	6
2.1.3 Struktur.....	8
2.1.4 Stratigrafi.....	8
2.1.5 Batuan Sumber Minyak dan Horizon Produksi	9
2.2 Seismik Refleksi	9
2.3 Analisis Tuning Thickness.....	11
2.4 Koefisien Refleksi.....	12
2.5 Wavelet	12
2.6 Polaritas	13

2.7 Sintetik Seismogram	14
2.8 <i>Seismic Well Tie</i>	14
2.9 <i>Time to Depth Conversion</i>	15
2.10 Atribut Seismik	16
2.11 Impedansi Akustik	16
2.12 Inversi Seismik.....	17
2.13 Inversi Berbasis Model	19
2.14 Analisis Petrofisika	20
2.14.1 Log Resistivitas	21
2.14.2 Log Densitas.....	22
2.14.3 Log Sonik	22
2.14.4 Log Gamma Ray	23
2.14.5 Log Neutron	24
BAB III METODOLOGI	27
3.1 Peralatan dan Data	27
3.1.1 Data	27
3.1.2 Peralatan.....	27
3.2 Metodologi Penelitian	27
3.2.1 Tahapan Pengolahan Data	27
BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA	29
4.1 Persiapan Data	29
4.2 Data Seismik	29
4.3 Data Sumur	29
4.4 Perhitungan Parameter Log.....	31
4.5 Analisis Crossplot Log.....	33
4.6 Analisis <i>Amplitude Spectrum</i>	34
4.7 Analisis Tuning.....	35
4.8 Ekstraksi Wavelet dan Well Tie.....	36

4.9 Picking Horizon	37
4.10 Metode Inversi	38
4.10.1 Pembuatan Inisial Model Impedansi	38
4.10.2 Inversi Model Base.....	39
4.11 Multi Atribut	41
4.11.1 Neural Network	43
BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN	45
5.1 Hasil Analisis <i>Crossplot</i>	45
5.2 Hasil Inversi Impedansi Akustik.....	50
5.3 Analisis Seismik Multiatribut	54
5.4. Analisis Terintegrasi Inversi AI dan Seismik Multiatribut	58
BAB VI PENUTUP	64
6.1 Kesimpulan	65
6.2 Saran	65
DAFTAR PUSTAKA	67
BIODATA PENULIS	69

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. <i>Teapot Rock – Famous Teapot Dome</i>	5
Gambar 2.2. Kolom stratigrafi <i>Teapot Dome</i> , Natrona Country, Wyoming	6
Gambar 2.3. Ilustrasi Seismik Refleksi.....	10
Gambar 2.4. Prinsip Huygens pada gelombang seismik.....	10
Gambar 2.5. Efek interferensi lapisan yang membagi dengan nilai impedansi akustik yang tinggi (limestone) di encased oleh lapisan shale dengan nilai impedansi akustik yang lebih rendah	11
Gambar 2.6. Hubungan antara amplitudo dengan ketebalan lapisan. Tuning thickness berada pada ketebalan $\frac{1}{4} \lambda$	12
Gambar 2.7. Jenis-jenis wavelet	13
Gambar 2.8. Polaritas normal dan polaritas terbalik.....	13
Gambar 2.9. Sintetik seismogram yang dihasilkan dari konvolusi RC.....	14
Gambar 2.10. Contoh hasil data seismic well tie	15
Gambar 2.11. Perbandingan interpretasi struktur pada domain time dan depth	15
Gambar 2.12. Klasifikasi Seismik Atribut	16
Gambar 2.13. Representasi dari impedansi akustik dan rekaman seismik beserta masing-masing sifatnya	18
Gambar 2.14. Alur kerja inversi seismik	19
Gambar 2.15. Proses inversi berbasiskan model.....	20
Gambar 3.1. Diagram alir pengolahan data	28
Gambar 4.1. Basemap lokasi penelitian dengan inline 1-345 dan crossline 1-188.	29
Gambar 4.2. Parameter yang digunakan dalam perhitungan porositas dari log densitas (PHIT).....	31
Gambar 4.3. Porositas yang didapat dari densitas (PHIT) kemudian digunakan guna menghitung porositas efektif (PHIE) yaitu gabungan dari densitas-neutron.	31
Gambar 4.4. Parameter yang digunakan dalam perhitungan log saturasi air.	32
Gambar 4.5. Salah satu contoh hasil dari perhitungan PHIE, Sw, dan P-Impedansi.....	33
Gambar 4.6. Crossplot log Densitas vs P-impedance, dengan z nya log GR....	34
Gambar 4.7. Amplitude spectrum horizon F1WC-F2WC. Frekuensi dominan 34 Hz dan frekuensi optimal 6 – 92 Hz.	35
Gambar 4.8. Amplitude spectrum horizon RDPK-Tensleep. Frekuensi dominan 35 Hz dan frekuensi optimal 9 – 92 Hz.	35

Gambar 4.9. Hasil perhitungan ketebalan tuning dengan sampel well 25_X_14.	36
Gambar 4.10. Ricker wavelet, dominan frekuensi 30 Hz	36
Gambar 4.11. Hasil Well Tie	37
Gambar 4.12. Picking pada 4 horizon, F1WC-F2WC (atas) dan RDPK-Tensleep (bawah)	38
Gambar 4.13. Hasil model inisial P-Impedance	38
Gambar 4.14. Hasil inversi model based pada zona F1WC-F2WC	39
Gambar 4.15. Profile plot error inversi zona F1WC-F2WC	39
Gambar 4.16. Hasil inversi model based pada zona RDPK-Tensleep	40
Gambar 4.17. Profile plot error inversi zona RDPK-Tensleep	40
Gambar 4.18. Analisis seismik multiatribut	41
Gambar 4.19. Hasil aplikasi atribut antara prediksi porositas dengan porositas yang sebenarnya	42
Gambar 4.20. Crossplot antara porositas prediksi dan porositas asli	42
Gambar 4.21. Hasil training <i>Probabilistic Neural Network</i> (PNN)	43
Gambar 4.22. Crossplot antara prediksi porositas dengan porositas asli setelah menggunakan PNN	44
Gambar 5.1. <i>Crossplot</i> antar P-impedance vs GR dengan color key Densitas pada seluruh sumur	45
Gambar 5.2. <i>Crossplot</i> antar P-impedance vs GR dengan color key Densitas pada zona F1WC-F1WC	46
Gambar 5.3. <i>Crossplot</i> antar P-impedance vs GR dengan color key Porositas pada zona F1WC-F1WC	47
Gambar 5.4. <i>Crossplot</i> antar P-impedance vs GR dengan color key Resistivitas pada zona F1WC-F1WC	47
Gambar 5.5. <i>Crossplot</i> antar P-impedance vs GR dengan color key Densitas pada zona RDPK-MNKT	48
Gambar 5.6. <i>Crossplot</i> antar P-impedance vs GR dengan color key Porositas pada zona RDPK-MNKT	49
Gambar 5.7. <i>Crossplot</i> antar P-impedance vs GR dengan color key Resistivitas pada zona RDPK-MNKT	49
Gambar 5.8. <i>Crossplot</i> antar P-impedance vs GR dengan color key Resistivitas pada zona RDPK-MNKT. Exclude color key < 20000 oh	50
Gambar 5.9. Hasil inversi <i>model based</i> di zona F1WC-F2WC	51
Gambar 5.10. Hasil inversi <i>model based</i> di zona RDPK-Tensleep	51
Gambar 5.11. Penampang timeslice pada horizon F1WC (+10ms)	52
Gambar 5.12. Penampang timeslice pada horizon RDPK (+15ms)	53

Gambar 5.13. <i>Arbitrary line</i> pada beberapa sumur berarah NW-SE di zona F1WC.	53
Gambar 5.14. <i>Arbitrary line</i> pada beberapa sumur berarah NW-SE di zona RDPK.	54
Gambar 5.15. Aplikasi regresi linier multiatribut dengan menggunakan 5 atribut.	55
Gambar 5.16. Aplikasi <i>probabilistic neural network</i> (PNN).	55
Gambar 5.17. Crossplot korelasi regresi multiatribut (korelasi 0.4).	56
Gambar 5.18. Crossplot PNN (korelasi 0.47)	56
Gambar 5.19. Hasil prediksi porositas menggunakan metode PNN dengan batas F1WC-F2WC (atas) dan RedPeak-Tensleep (bawah).	57
Gambar 5.20. <i>Porosity map</i> horizon RDPK +15ms.	57
Gambar 5.21. <i>Porosity map</i> horizon F1WC +10ms.	58
Gambar 5.22. <i>Arbitrary line</i> pada beberapa sumur berarah NW-SE di zona F1WC.	59
Gambar 5.23. Penampang timeslice pada horizon F1WC (+10ms).	59
Gambar 5.24. <i>Porosity map</i> horizon F1WC +10ms.	60
Gambar 5.25. <i>Arbitrary line</i> pada beberapa sumur berarah NW-SE di zona RDPK.	61
Gambar 5.26. Penampang timeslice pada horizon RDPK (+15ms).	61
Gambar 5.27. <i>Porosity map</i> horizon RDPK +15ms.	62

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1. Ketersediaan data Wireline Log	30
Tabel 4.2. Ketersediaan data Core	30
Tabel 4.3. Ketersediaan data Mudlog	31

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Karakterisasi reservoir merupakan suatu proses guna menjabarkan secara kualitatif maupun kuantitatif karakter reservoir menggunakan seluruh data yang ada. Sedangkan karakterisasi reservoir seismik merupakan suatu proses pendeskripsian secara kualitatif maupun kuantitatif suatu reservoir dengan menggunakan data seismik sebagai data utama. Data pendukung yang digunakan yaitu data wireline log. Seismik inversi merupakan salah satu metode yang digunakan oleh ahli geofisika untuk mengarakterisasi reservoir. Seismik inveri adalah suatu teknik pembuatan model geologi bawah permukaan dengan data seismik sebagai input dan data geologi sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Data log sumur mempunyai keakuratan secara vertikal yang lebih baik, dimana akan digabungkan dengan nilai impedansi akustik dari hasil inversi data seismik yang baik pada arah lateral. Maka akan didapatkan parameter-parameter fisis yang akurat guna menganalisis reservoir dengan nilai kesalahan yang minim. Teknik pengembangan reservoir hidrokarbon ini menggunakan data seismik dalam analisis litologi maupun kandungan fluida reservoir.

Data sumur yang digunakan berjumlah sumur yang diambil berdasarkan kedalaman yang mencapai zona target. Zona target pada penelitian ini yaitu FIWC dan RDPK yang dipilih karena belum terdapat penelitian di kedua zona tersebut sekaligus. Ketujuh sumur yang digunakan mempunyai kelengkapan data yang hampir sama yaitu minimal mempunyai log sonik, gamma ray, densitas, neutron, dan resistivitas. Data seismik juga sudah tersedia pada lapangan ini dalam bentuk 3D PSTM.

Multiatribut pada dasarnya merupakan suatu proses ekstraksi beberapa atribut dari data seismik yang mempunyai korelasi yang baik terhadap data log yang kemudian digunakan untuk memprediksi parameter log yang dicari. Pada akhirnya hasil korelasi tersebut dapat diterapkan di volume seismik sehingga didapatkan persebaran log yang dicari.

Dalam penelitian ini digunakan metode neural network yang mengorelasikan antara data seismik dengan data sumur. Prosesnya dengan menganalisis atribut terbaik yang berkorelasi dengan sumur, kemudian korelasi ini digunakan untuk mengetahui parameter sumur yang dicari. Parameter yang

dicari pada penelitian ini yaitu porositas. Pada akhirnya setelah semua parameter yang dicari didapatkan, maka dapat dilakukan evaluasi terhadap zona target.

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang ada, maka dirumuskan permasalahan sebagai berikut :

1. Bagaimana karakter reservoir zona target pada lapangan Teapot Dome berdasarkan pemodelan inversi AI ?
2. Bagaimana karakter reservoir zona target pada lapangan Teapot Dome berdasarkan seismik multiatribut ?
3. Berdasarkan karakter reservoir yang didapatkan, apakah zona target prospektif ?

1.3 Batasan Masalah

Berdasarkan rumusan masalah tersebut, maka batasan masalahnya yaitu :

1. Data sumur yang digunakan adalah data sumur yang dilengkapi dengan log sonic, densitas, gamma ray, neutron, dan resistivitas
2. Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D PSTM
3. Hasil perhitungan log dianggap benar, karena tidak terdapat data core

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dilakukannya penelitian ini yaitu :

1. Mengestimasi porositas reservoir di zona target melalui seismik multiatribut
2. Mengestimasi impedansi akustik melalui inversi berbasis model
3. Mengevaluasi zona target berdasarkan karakter reservoir yang didapatkan

1.5 Manfaat Penelitian

Berikut manfaat yang ingin dicapai dalam pelaksanaan tugas akhir ini :

1. Mahasiswa mampu memodelkan persebaran porositas dengan menggunakan aplikasi seismik multiatribut
2. Mahasiswa mampu memodelkan persebaran impedansi akustik dengan menggunakan aplikasi inversi berbasis model
3. Mahasiswa mampu mengevaluasi zona target berdasarkan karakter reservoir yang didapatkan

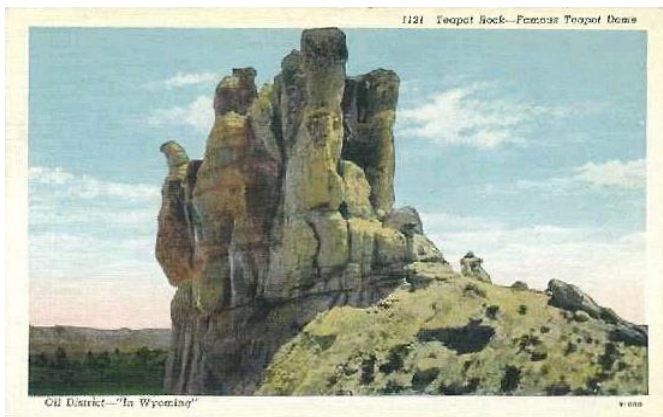
“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *Geological Setting Teapot Dome*

Teapot Rock merupakan formasi batuan sedimen yang berada di daerah Wyoming. Formasi batupasir yang mengalami pelapukan yang masif mempunyai tinggi sekitar 23 meter dan keliling 91 meter. Formasi tersebut terletak beberapa ratus meter Timur dari Wyoming Highway 259 dan 31 km Utara dari Casper. Bentuk batu di *Teapot Dome* pernah menyerupai teko, oleh karena itu lokasi tersebut dinamakan *Teapot*.



Gambar 2.1. *Teapot Rock – Famous Teapot Dome*
(en.wikipedia.org/wiki/Teapot_Dome_scandal)

Gambar 2.2 merupakan kolom stratigrafi *Teapot Dome* dengan litologi berupa *shale*, *sandstone*, *limestone*, dan *granite*. Kedalaman maksimal 7085 ft. *Granite* merupakan formasi terdalam yang terbentuk pada periode *Pre-Cambrian*. Kolom paling kanan menunjukkan daerah potensi, dimana kotak hitam menunjukkan daerah yang produktif dan kotak hitam berlapis menunjukkan lokasi yang produktif di masa lalu.

Period	Formation	Lithology	Thickness	Depth (feet)	Productive
Upper Cretaceous	Steele		195		
		Sussex	30	225	□
			290		
		Shannon	120	515	■
			635		
			1355		■
	Niobrara Shale		450	1990	■
	Carlisle Shale		240	2440	□
	Frontier	1st Wall Creek	160	2680	□
			245	2840	
		2nd Wall Creek	65	3085	■
			175	3150	
		3rd Wall Creek	5	3325	■
Lower Cretaceous	Mowry Shale		230	3595	
	Muddy Sandstone		15	3825	■
	Thermopolis Shale		135	3840	
	Dakota		85	3975	■
	Lakota		10	4060	■
Jurassic	Morrison		270	4070	□
	Sundance	Upper	95	4340	
		Lower	150	4435	□
Triassic	Chugwater Group	Crow Mtn	80	4585	
		Aiscova Ls	20	4665	
			4685		
	Red Peak		520		□
Permian	Goose Egg		320	5205	□
Pennsylvanian	Tensleep		320	5525	■
	Amsden		160	5845	
Mississippian	Madison		300	6005	
Cambrian through Devonian	Undifferentiated			6395	
Pre-Cambrian	Granite			780	
				7085	

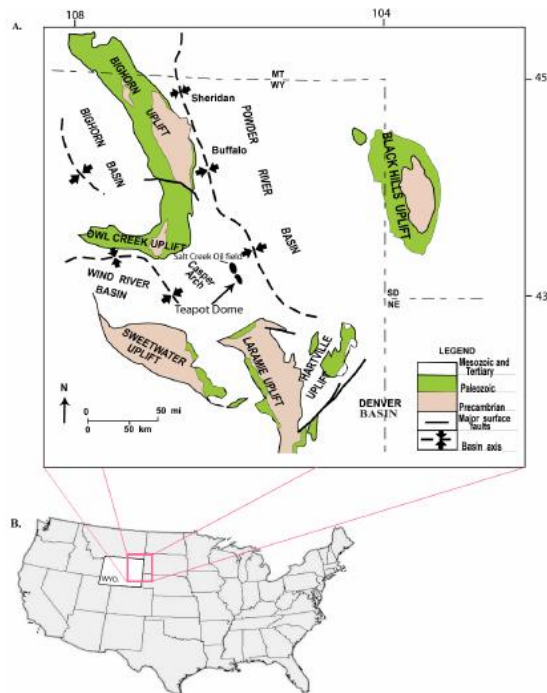
Gambar 2.2. Kolom stratigrafi *Teapot Dome*, Natrona Country, Wyoming

2.1.1 Lokasi

Lapangan *Teapot Dome* dan lapangan *adjacent giant* Salt Creek merupakan *faulted dome* pada antiklin Salt Creek di margin Barat Daya dari cekungan Powder River, Utara dari Casper di Natrona Country, Wyoming. Lapangan ini termasuk dalam *Basin Margin Anticline Play* dari cekungan Powder River *petroleum province* (Dolton and Fox, 1996).

2.1.2 Tektonik Regional

Teapot Dome adalah Late Cretaceous melalui struktur Eocene Laramide yang berlokasi di dekat sudut barat daya dari cekungan Powder River sekitar 48 km utara dari Casper, Wyoming, USA. Laramide orogeny adalah bentukan gunung yang tersebar luas yang mempengaruhi Rocky Mountain dan Provinsi Colorado Plateau. Deformasi meluas dari Utara Montana ke Selatan New Mexico dan dari barat High Plains sampai Timur Utah. Orogeny telah dideskripsikan sebagai kompresi regional (Saleeby, 2003). Bagian laut yang dimulai pada mid-Cretaceous adalah laut yang besar yang terbentuk sebagai lempeng Farallon yang mengalami subduksi ke bawah barat Amerika Utara. Cekungan struktural terbentuk sebagai akibat dari kompresi. Cekungan Powder River memiliki 5500 m batuan sedimen, termasuk 2000 m batuan sedimen klastik non-marine berumur Laramide (Cooper et al., 2001). Sebelah Timur Andes, Amerika Selatan saat ini mengalami pemendekan sebagai respon terhadap subduksi lempengan datar (Jordan, 1986).



Gambar 2.3. (A) Peta indeks menunjukkan lokasi dari cekungan dan uplift di Timur Wyoming, dan lokasi dari Teapot Dome terhadap cekungan Powder River. (B) Lokasi dari Wyoming di United States.

2.1.3 Struktur

Deformasi mayor pada cekungan Powder River dimulai pada awal Eocene dan berlanjut ke Miocene (Strickland, 1958). *Displacement* dimulai dengan kompresi dari barat, menghasilkan *reverse fault* pada kedalaman, retakan tegangan pada ujung dari lipatan antiklin dan *thin downdropped blocks* (Thom and Spieker, 1931). Wagemann (1911, 1918) memetakan tren timur-barat *normal fault* memisahkan lapangan Teapot Dome menjadi dua dome. Bagian utara dome terjadi perpindahan lebih dari 200 *feet* ke timur dan ke atas relatif terhadap bagian selatan dome. Cebakan antiklin, tutupan patahan, dan kombinasi dari dua tipe di lapangan Teapot Dome seperti pada lapangan lain dari tipe ini, termasuk perbatasan lapangan Salt Creek (Dolton and Fox, 1996).

Teapot Dome adalah antiklin *doubly plunging asymmetric* dengan garis engsel aksial curvilinear yang sebagian besar tren berada di Barat Laut-Tenggara. *Backlimb* memiliki dip sekitar 14° ke Timur-Timur Laut sementara dip yang curam mencapai 30° adalah karakteristik dari forelimb ke Barat-Barat Daya (Roth et al., 2005). Curry (1977) mendeskripsikan Teapot Dome sebagai embel struktural kecil terhadap antiklin Salt Creek yang lebih besar yang terletak Barat Laut dari Teapot Dome. Bersama-sama antiklin membentuk memanjang, anticlinorium asimetris berorientasi Barat Laut-Tenggara. Antiklin mengembangkan beberapa rekahan ekstensional dan patahan yang berorientasi kira-kira tegak lurus dan paralel terhadap strike dari uplift (Klusman, 2005). Rekanan dan patahan ini mengembangkan sebagai hasil dari ekstensi sepanjang lipatan (Cooper et al., 2001). Patahan longitudinal terbentuk karena tekanan dari busur luar dari lipatan, dan patahan *hinge perpendicular* terbentuk dari regangan dari busur longitudinal pada sumbu antiklinal. Patahan tersebut adalah patahan akomodasi lipatan (Klusman, 2005).

2.1.4 Stratigrafi

Strata Paleozoic di atas *Precambrian Basement*, terdiri dari suksesi *interbedded* relatif tipis batupasir, batugamping, dolomit, *shale*, dan *evaporites* kelautan, pesisir, dan *interdune*. Pennsylvania Tensleep *Sandstone* merupakan salah satu horizon tebal penghasil minyak di Wyoming. Pada periode Paleozoic sebagian besar terdiri dari *Trias Terriogenous* dan batuan sedimen Jurassic. Meskipun saat ini non-produktif di lapangan *Teapot Dome*, Formasi *Upper Jurassic Sundance* memproduksi minyak di Salt Creek *oil field*.

Batuan sedimen Cretaceous terdiri dari batupasir fluvial dan *shale*. Dua reservoir tebal yang berproduksi di *Upper Cretaceous* di lapangan *Teapot Dome*

adalah anggota *Shannon Sandstone* dari *Cody Shale* dan *Second Wall Creek Sand* dari Formasi *Frontier*. *Frontier* berisi tiga *Wall Creek Sand*, dimana *Second* dan *Third Creek Sands* memproduksi minyak dan gas. Minyak dan gas juga telah diproduksi dari *Upper* dan *Lower Cretaceous Shales*, termasuk *Niobrara* dan *Steele Shale* dari anggota non-marine sandstone *Lower Cretaceous Thermopolis Shale*, *Muddy Sandstone* dan *Dakota Sandstone*.

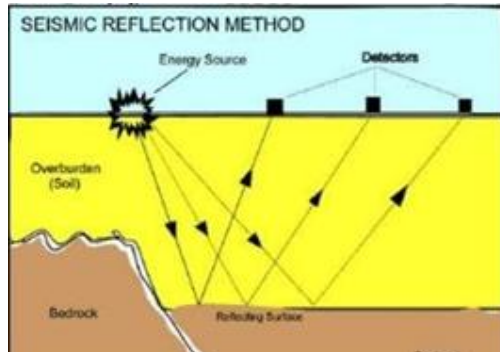
2.1.5 Batuan Sumber Minyak dan Horizon Produksi

Formasi *Permian Phosphoria* menyimpan minyak dengan kisaran migrasi dan reservoir minyak Pennsylvanian *Tensleep Sandstone* (Hunt, 1953; Sheldon, 1967; Momper dan Williams, 1979). *Source* utama untuk reservoir *Cretaceous sandstone*, *Dakota Sandstone*, *Muddy Sandstone*, Formasi *Frontier* (*Wall Creek Sands*), dan *Shannon Sandstone* adalah *Lower Cretaceous Mowry Shale*, dengan kontribusi kecil dari *shale* di formasi *Niobrara*, Formasi *Frontier*, dan *Steele Shale* (Hunt, 1953; Burtner dan Warner, 1984; Momper dan Williams, 1979).

2.2 Seismik Refleksi

Seismik refleksi dalam dunia *oil and gas* memiliki kontribusi yang sangat besar dalam menentukan titik pemboran karena memiliki rasio kesuksesan yang besar. Seismik refleksi merupakan metode yang didasarkan pada analisis refleksi gelombang seismik dari lapisan-lapisan batuan bawah permukaan. Survei seismik untuk eksplorasi memiliki konsep dengan mengirimkan sinyal gelombang yang memantul kembali ke permukaan bumi.

Sumber gelombang buatan dibutuhkan guna menciptakan gelombang yang diinginkan dengan menggunakan dinamit jika survei di darat dan *air gun* jika survei dilakukan di laut. Alat untuk merekam gelombang seismik di darat berupa geofon dan hidrofons untuk di laut.

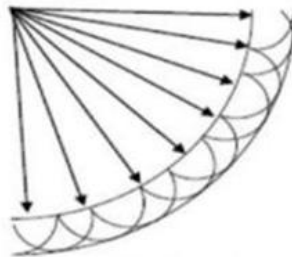


Gambar 2.5. Ilustrasi Seismik Refleksi
(www.seismikindonesia.blogspot.com)

Penjalaran gelombang seismik di dalam bumi dapat dijelaskan dengan prinsip Huygens yang mengatakan bahwa setiap titik pada muka gelombang merupakan sumber dari gelombang baru yang menjalar dalam bentuk bola. “Setiap titik pada muka gelombang merupakan sumber bagi gelombang baru”. Prinsip Huygens mengungkapkan sebuah mekanisme dimana sebuah pulsa seismik akan kehilangan energi dengan bertambahnya kedalaman.

Gelombang yang terpantul akan mengikuti hukum pemantulan gelombang, yaitu hukum Snellius dimana Gelombang akan dipantulkan atau dibiaskan pada bidang batas antara dua medium. Menurut persamaan :

$$\frac{v}{\sin i} = \frac{v_{p1}}{\sin \theta_p} = \frac{v_{p2}}{\sin \theta_r} = \frac{v_{s1}}{\sin \theta_s} = \frac{v_{p2}}{\sin \theta_s} \quad (1)$$



Gambar 2.8. Prinsip Huygens pada gelombang seismik

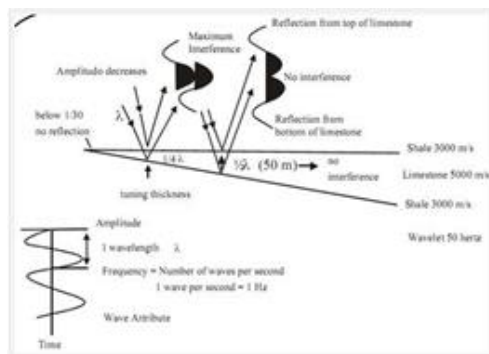
Ketika gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya, maka gelombang akan terbagi. Gelombang tersebut sebagian terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian diteruskan merambat dibawah permukaan.

2.3 Analisis Tuning Thickness

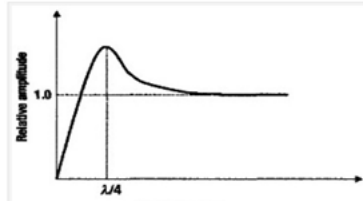
Resolusi seismik juga tergantung pada tingkat kerapatan vertikal, semakin rapat maka akan terjadi interferensi yang menyebabkan resolusi seismik berubah karena respon *wavelet* pada bidang batas kontras impedansi yang saling *overlap*. Interferensi dapat dibedakan menjadi dua yaitu *destructive interference* dan *constructive interference*.

Dikatakan *destructive* jika respon seismik menjadi saling meniadakan nilai amplitudo satu sama lain sehingga merusak respon seismik, sedangkan dikatakan *constructive* jika respon seismik antara *boundary* saling menguatkan nilai amplitudo satu sama lainnya.

Jika *constructive interference* nya maksimum maka fenomena ini dikenal dengan *tuning thickness* yaitu suatu ketebalan di mana respon seismik pada ketebalan tersebut mempunyai nilai amplitudo paling besar yang diakibatkan oleh interferensi.



Gambar 2.11. Efek interferensi lapisan yang membagi dengan nilai impedansi akustik yang tinggi (limestone) di encased oleh lapisan shale dengan nilai impedansi akustik yang lebih rendah



Gambar 2.14. Hubungan antara amplitudo dengan ketebalan lapisan. Tuning thickness berada pada ketebalan $\frac{1}{4} \lambda$ (www.agilescientific.com)

2.4

Nilai kontras impedansi akustik pada bidang batas lapisan yang memiliki nilai densitas dan kecepatan yang berbeda didefinisikan sebagai koefisien refleksi (RC). Pada saat gelombang seismik membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (*normal incidence*), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan sebagai berikut :

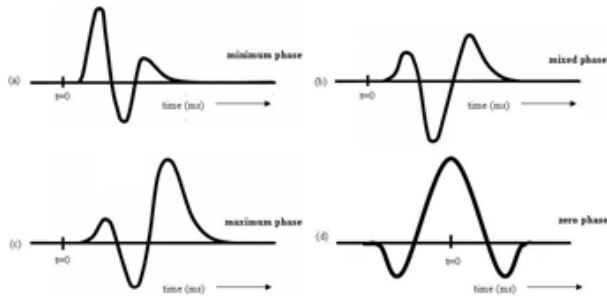
$$KR = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2)$$

dimana Z_i merupakan impedansi akustik dari lapisan i dan KR adalah koefisien refleksi.

Koefisien refleksi mempunyai nilai antara -1 sampai 1 . Jika impedansi akustik pada suatu lapisan lebih besar dari impedansi akustik lapisan di atasnya, atau gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas/kecepatan rendah ke batuan dengan harga densitas/kecepatan yang lebih tinggi, maka nilai koefisien refleksi akan positif. Harga kontras impedansi akustik dapat pula diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras impedansi akustiknya (Sukmono, 1999).

2.5 Wavelet

Wavelet adalah sinyal transien yang mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas. Ada tiga jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase* dan *maximum phase*.

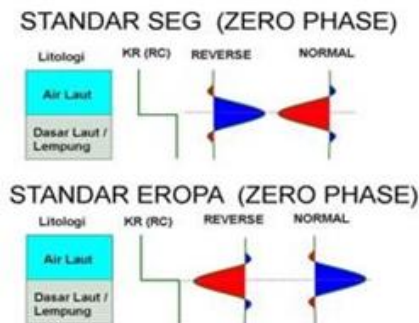


Gambar 2.15. Jenis-jenis wavelet
(www.ensiklopediaseismik.blogspot.com)

Wavelet zerophase dipilih untuk digunakan dalam penelitian karena sifat dari *wavelet* ini memfokuskan energi yang dimiliki pada saat *peak zero time*.

2.6 Polaritas

Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika $Z_2 > Z_1$ maka akan didapatkan bentuk puncak (*peak*), dan akan mendapatkan palung (*trough*) jika $Z_2 < Z_1$. Karena terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*). Saat ini terdapat dua jenis konvensi polaritas: Standar SEG (*Society of Exporation Geophysicist*) dan Standar Eropa dan keduanya saling berkebalikan.



Gambar 2.18. Polaritas normal dan polaritas terbalik.
(www.ensiklopediaseismik.blogspot.com)

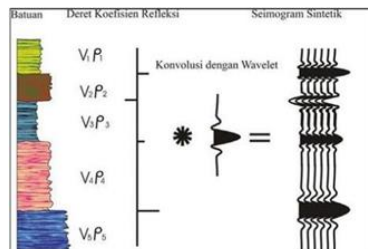
2.7 Sintetik Seismogram

Sintetik seismogram adalah data seismik buatan yang dibuat dari data sumur yaitu log kecepatan dan densitas dengan menggunakan *wavelet* dari data seismik. Dengan mengalikan kecepatan dengan densitas maka akan didapatkan deret refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga akan didapatkan sintetik seismogram pada daerah sumur tersebut.

Konvolusi merupakan cara untuk mengombinasikan dua buah deret angka yang menghasilkan deret angka yang ketiga. Di dalam dunia seismik, deret deret angka tersebut adalah *wavelet* sumber gelombang, reflektivitas bumi dan rekaman seismik.

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad (3)$$

dimana $S(t)$ merupakan *trace* seismik, $W(t)$ adalah wavelet hasil dari ekstraksi seismik, $r(t)$ adalah koefisien refleksi hasil perkalian p wave dengan density dari data log.



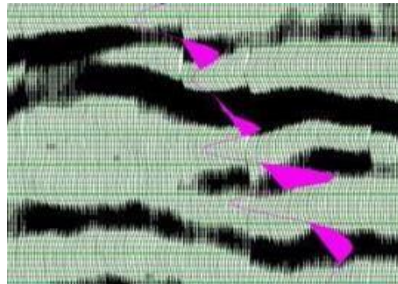
Gambar 2.19. Sintetik seismogram yang dihasilkan dari konvolusi RC (www.ensiklopediaseismik.blogspot.com)

Sintetik seismogram biasanya ditampilkan dengan format yang sama dengan rekaman seismik. Korelasi sintetik dengan *horizon* geologi beserta kedalamannya dapat dilihat dari log geologi terkait. Sintetik juga sangat berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon.

2.8 Seismic Well Tie

Seperti yang diketahui, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data well berada dalam domain kedalaman (*depth*). Untuk melakukan horizon seismic pada posisi kedalaman yang sebenarnya maka perlu dilakukan pengikatan data sumur terhadap data seismic. Data sumur yang

digunakan untuk melakukan *seismic well tie* adalah data sonic (DT), densitas (RHOB), dan *checkshot*.

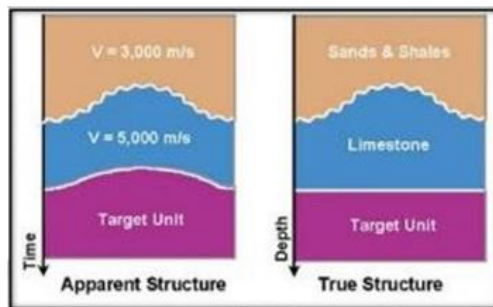


Gambar 2.22. Contoh hasil data seismic well tie
(www.ensiklopediaseismik.blogspot.com)

2.9 Time to Depth Conversion

Interpretasi dalam domain *time* sangatlah berbeda dengan apa yang ada dalam domain *depth*. Akan terkesan lebih baik dan hasilnya dapat dipercaya jika dilakukan interpretasi dalam domain *depth* daripada di domain *time* karena, seringkali interpretasi didalam domain waktu akan menghasilkan hasil yang salah terutama pada zona yang mempunyai kecepatan tinggi seperti *sub-salt* ataupun *sub-carbonate*. Berikut ini, merupakan contoh perbedaan interpretasi dalam domain *depth* dan dalam domain *time*.

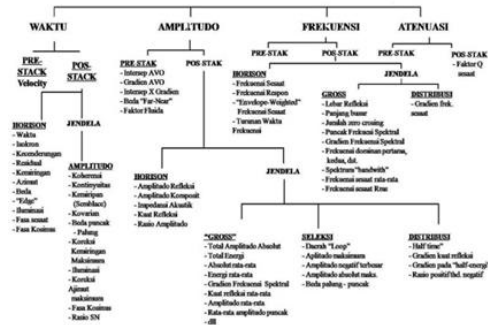
Penjelasan gambar 4.11 dapat dijelaskan bahwa interpretasi dalam domain *time* diperoleh *pull up velocity anomaly* atau antiklin semu padahal pada keadaan sesungguhnya daerah target memiliki struktur yang datar.



Gambar 2.25. Perbandingan interpretasi struktur pada domain *time* dan *depth* (www.ensiklopediaseismik.blogspot.com)

2.10 Atribut Seismik

Barnes (1999) mendefinisikan atribut seismik sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data seismik, sedangkan Brown (1999) mendefinisikan atribut seismik sebagai suatu informasi dasar derivatif dari data seismik. Informasi dasar yang dapat diturunkan dari data seismik adalah waktu, amplitudo, frekuensi dan atenuasi yang kemudian digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut seismik.



Gambar 2.28. Klasifikasi Seismik Atribut (www.inibumi.blogspot.com)

Secara umum, atribut turunan waktu akan cenderung memberikan informasi perihai struktur, sedangkan atribut turunan amplitudo lebih cenderung memberikan informasi perihai stratigrafi dan reservoir. Atribut-atribut yang terdapat umumnya adalah atribut hasil pengolahan *post-stack* yang dapat diekstrak sepanjang satu *horizon* atau dijumlahkan sepanjang kisaran *window* tertentu.

Umumnya analisis *window* tersebut merupakan suatu interval waktu atau kedalaman yang datar dan konstan sehingga secara praktis tampilannya berupa suatu sayatan yang tebal dan sering dikenal dengan sayatan statistika (Sukmono, 2001).

2.11 Impedansi Akustik

Impedansi akustik atau *Acoustic Impedance* (AI) merupakan sifat yang khas pada batuan yang merupakan hasil perkalian antar densitas (ρ) dan kecepatan gelombang seismik (v). Secara matematis persamaan AI adalah sebagai berikut :

$$AI = \rho v \quad (4)$$

dengan keterangan :

AI = Impedansi Akustik (ft/s. g/cc)

ρ = densitas (g/cc)

v = kecepatan gelombang seismik (ft/s)

Perubahan nilai AI dapat menandakan perubahan karakteristik batuan seperti litologi, porositas, kekerasan, dan kandungan fluida. AI dapat dianalogikan berbanding lurus terhadap kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas.

2.12 Inversi Seismik

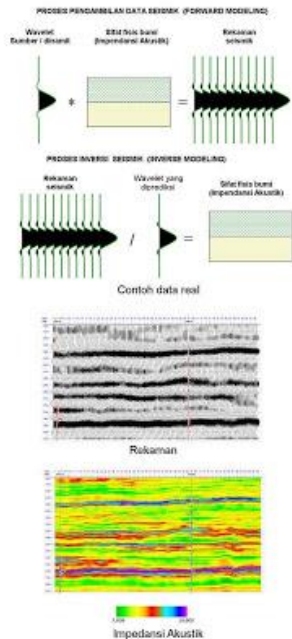
Seismik inversi merupakan suatu metoda untuk mendapatkan gambaran model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai data input utama dan data sumur sebagai data kontrol (Sukmono, 2002). Hasil yang didapat menggunakan metoda inversi adalah informasi yang terkandung di dalam lapisan batuan berupa impedansi (akustik atau elastik). Dari informasi impedansi ini dapat dikorelasikan secara kuantitatif dengan parameter fisis lain pada reservoir yang terukur pada sumur seperti porositas, saturasi air, dan lain sebagainya.

Data seismik merupakan data amplitudo gelombang seismik sewaktu menjalar ke dalam lapisan-lapisan batuan bawah permukaan, data amplitudo ini perlu diubah menjadi data kecepatan. Apabila yang dimanfaatkan adalah amplitudo-amplitudo yang relatif kuat yang membentuk horizon seismik, maka akan diperoleh distribusi lateral dari kecepatan interval. Inversi seismik tidak hanya menghasilkan kurva-kurva yang menyerupai log sonik, inversi seismik juga mengubah kandungan informasi data seismik dari informasi yang berkaitan dengan bidang batas antar-lapisan menjadi informasi yang berkaitan dengan lapisan. Kandungan informasi yang berkaitan dengan lapisan ini yakni impedansi akustik (AI) dapat dihubungkan dengan porositas batuan reservoir. Karena AI merupakan perkalian antara densitas dengan kecepatan maka secara logika semakin besar AI, semakin rendah porositasnya (Suprayitno, 2005).

Forward modelling adalah operasi konvolusi dari *wavelet* dengan koefisien refleksi, sedangkan proses inversi merupakan kebalikan (*inverse*) dari upaya pengambilan data seismik (*forward modelling*). Proses ekstraksi *wavelet* pada proses inversi sangatlah penting, oleh karena itulah harus dilakukan ekstraksi pada horizon yang menjadi target inversi. Sebagaimana yang kita

ketahui bahwa *forward modelling* merupakan operasi konvolusi antara *wavelet* sumber dengan kontras impedansi akustik bumi (koefisien refleksi).

Proses inversi yang merupakan proses pembagian rekaman seismik terhadap *wavelet* sumber yang diprediksi. Berdasarkan gambar berikut kita akan melihat bahwa secara bebas dapat dikatakan bahwa impedansi akustik (hasil inversi) merepresentasikan sifat fisis internal batuan sedangkan rekaman seismik merepresentasikan batas batuan. Sehingga hasil inversi dapat digunakan untuk menginterpretasi perubahan fasies dalam suatu horizon geologi. Namun sebenarnya bagi seorang ahli geofisika, sifat fisis internal pun dapat dilihat berdasarkan karakter amplitudo atau frekuensi rekaman seismiknya.



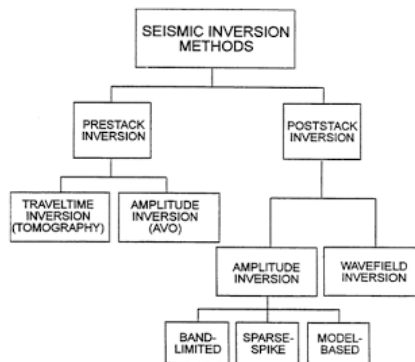
Gambar 2.31. Representasi dari impedansi akustik dan rekaman seismik beserta masing-masing sifatnya (www.ensiklopediaseismik.blogspot.com)

Pemilihan *wavelet* yang diprediksi pada proses inversi merupakan prosedur yang sangat penting, anda harus yakin bahwa *wavelet* tersebut mencerminkan *horizon* yang menjadi target anda. Salah satu cara diantaranya dengan mengekstrak *wavelet* pada *horizon* yang menjadi target inversi.

Sesungguhnya cara inipun bukan merupakan suatu jaminan keberhasilan karena sifat wavelet tergantung terhadap fasa dan attenuasi.

Pada proses inversi, ada yang namanya ketidak-unikan, yang artinya terdapat lebih dari satu kemungkinan model geologi untuk mendapatkan hasil yang sama dengan data seismik. Sehingga diterapkan nilai koefisien refleksi dan nilai batas akustik impedansi mendekati nilai sebenarnya. Dalam hal ini diperlukan sebuah model awal sebagai prediksi awal dalam menyelesaikan perhitungan inversi.

Metoda seismik inversi dapat dibagi menjadi dua macam berdasarkan data seismik yang digunakan yaitu *post-stack seismic inversion* dan *pre-stack seismic inversion*. Data seismik *post-stack* merupakan data seismik yang mengasumsikan amplitudo seismik dihasilkan dari $R(0)$, sehingga hanya dapat menghasilkan tampilan model *acoustic impedance* saja. Sedangkan data seismik *pre-stack* mempunyai informasi sudut ($R(0)$), sehingga *pre-stack seismic inversion* dapat menghasilkan parameter-parameter lain seperti V_p/V_s , EI , λ - ρ , μ - ρ .



Gambar 2.34. Alur kerja inversi seismik (Introduction to Seismic Inversion Methods, Russel, 1988)

2.13 Inversi Berbasis Model

Metode inversi berbasis model (*Model Based Inversion*) disebut juga metode *blocky* karena impedansi akustik tersusun dari blok-blok kecil. Konsep inversi dengan metode ini dimulai dengan membuat model awal impedansi akustik dengan ukuran blok yang telah ditentukan. Koefisien refleksi diturunkan dari impedansi akustik dan dikonvolusikan dengan wavelet yang menghasilkan seismogram sintetik pada tiap-tiap *trace*.

Seismogram sintetik ini kemudian dibandingkan dengan *trace* seismik sebenarnya dan dihitung kesalahannya. Proses ini dilakukan secara iteratif dengan memodifikasi blok *trace* model sehingga diperoleh hasil sintetik dengan kesalahan terkecil. Impedansi akustik hasil modifikasi model awal inilah yang merupakan hasil akhir inversi. Secara matematis, *model based inversion* dapat dirumuskan dengan :

$$S_t = W_t * RC_t + n_t \quad (2)$$

dengan keterangan :

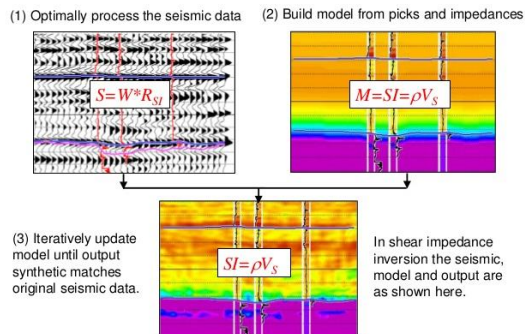
S_t = *trace* seismik

W_t = *wavelet* seismik

RC_t = Reflektifitas bumi

n_t = *noise*

Metode inversi *model based* mempunyai keunggulan karena hasil yang didapatkan memiliki kontrol yang baik karena menghindari inversi langsung dari data seismik. Hasil inversi digambarkan dalam bentuk *blocky* yang memiliki nilai impedansi akustik yang kontras, sehingga mempermudah dalam penentuan batas suatu lapisan reservoir. Kelemahan inversi *model based* terletak pada ketidakunikan inversi. Dengan kata lain, terdapat banyak kemungkinan solusi model untuk mendapatkan suatu keluaran hasil yang sama.



Gambar 2.37. Proses inversi berdasarkan model
(www.slideshare.net)

2.14 Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika dilakukan berdasarkan data well log. Fungsi dari data well log yaitu untuk mengetahui batuan reservoir, kandungan fluida dari tiap kedalaman, penyebaran vertikal dan lateral reservoir, dan untuk menghitung kandungan hidrokarbon. Berikut selengkapnya informasi yang dapat diperoleh dari evaluasi formasi yang dilakukan dari data well log :

- 1) Sejarah geologi sebuah formasi
- 2) Mengetahui lokasi terjebaknya suatu fluida dan membuat data kuantitasnya
- 3) Mengetahui besarnya gaya (*stress*) dari batuan yang terdapat pada formasi
- 4) Mengetahui parameter fisis formasi seperti jenis porositas dan mendeteksi adanya rekahan
- 5) Mengetahui jenis cadangan yang terjebak seperti hidrokarbon, air, atau mineral
- 6) Memahami dan mengetahui litologi geologi di sebuah formasi
- 7) Menginterpretasi jenis lingkungan pengendapan pada sebuah formasi

2.14.1 Log Resistivitas

Jenis log ini memanfaatkan sifat kelistrikan suatu batuan sehingga di peroleh data berupa hambatan jenis suatu formasi batuan tempat dimana minyak bumi berada. Suatu formasi yang permeable rata rata memiliki nilai resistivitas antara 0.2 - 1000 Ohm Meter. Sehingga setiap jenis batuan atau lapisan yang permeabilitas tinggi dapat diperkirakan dengan log ini.

Pada log resistivitas ini tujuannya yang utama adalah melihat saturasi air yang terjadi pada suatu formasi ketika terdapat fluida hidrokarbon dan juga dapat mengetahui kontak hidro karbon dengan air atau yang biasa disebut dengan Hidrokarbon *Water contact*. Semakin tinggi saturasi air maka resistivity akan semakin rendah. Prediksi Water Saturation dari Resistivity log dapat dilakukan dengan berbagai algoritma diantaranya Persamaan Archie berikut,

$$S_w^n = \frac{F \cdot R_w}{R_t} = \frac{R_o}{R_t} \quad (3)$$

Dimana S_w adalah saturasi air, a adalah konstanta, F adalah Porositas, R_w adalah Formasi Kandungan Air, R_t adalah Resistivitas Formasi, m adalah Faktor Sementasi Batuan, dan n adalah konstanta tertentu yang sesuai dengan kondisi sumur atau diperoleh dengan metode picket plot.

2.14.2 Log Densitas

Pada log densitas ini yang diukur adalah sifat fisik densitas suatu batuan yang ada pada suatu formasi. Densitas yang diukur selain dipengaruhi oleh kandungan mineral melainkan juga dipengaruhi oleh pori yang ada pada suatu batuan. Sehingga pada log densitas ini selain jenis batuan berdasarkan nilai densitas yang dapat diperkirakan nilai porositas suatu batuan pada formasi dapat diketahui melalui log densitas. Log densitas mengukur porositas melalui pancaran gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan pada dinding lubang bor. Pada saat sinar gamma menembus batuan, sinar tersebut akan bertumbukkan dengan elektron pada batuan tersebut, yang mengakibatkan sinar gamma akan kehilangan sebagian dari energinya dan yang sebagian lagi akan dipantulkan kembali, yang kemudian akan ditangkap oleh detektor yang diletakkan diatas sumber radiasi. Intensitas sinar gamma yang dipantulkan tergantung dari densitas batuan formasi. Tujuan utama dari density log adalah menentukan porositas dengan mengukur densitas bulk batuan, disamping itu dapat juga digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air. Log densitas mengukur densitas *bulk* suatu sumur eksplorasi.

Log densitas juga dapat memperkirakan kandungan hidrokarbon pada suatu formasi berdasarkan isi dari pori, Jika suatu formasi dengan karakteristiknya batuan shale dan sand mengandung hidrokarbon nilai densitasnya cenderung mengecil. Sedangkan pada formasi dengan karakteristik batuan karbonat cenderung membesar. Hubungan antara densitas batuan sebenarnya dengan porositas dan lithologi batuan dapat dinyatakan dalam persamaan berikut :

$$\varphi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (4)$$

Dimana ρ_b adalah densitas batuan (dari hasil pembacaan log), gr/cc, ρ_f adalah densitas fluida rata-rata, gr/cc 1 untuk fresh water, 1.1 untuk salt water, ρ_{ma} adalah densitas matrik batuan gr/cc (Harsono, 1997).

2.14.3 Log Sonik

Log sonik merupakan log yang digunakan untuk mendapatkan harga porositas batuan sebagaimana pada log density dan log neutron. Log sonik menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan/dipancarkan ke dalam formasi hingga ditangkap kembali oleh receiver. Kecepatan suara melalui formasi batuan tergantung pada matriks batuan serta distribusi porositasnya.

Prinsip kerja dari metode ini yaitu pada formasi homogen, gelombang yang dipancarkan dari pemancar akan menyebar dengan cepat melalui lumpur, tergantung dari pada sudut pancarnya. Sebagian gelombang akan dibelokkan atau dipantulkan, sebagian lagi akan menyebar sebagai gelombang mampat sebagian lagi akan merambat sebagai gelombang sekunder sepanjang dinding sumur. Objektif dari alat sonik adalah untuk mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu. Untuk menghitung porositas sonic dari pembacaan log Δt harus terdapat hubungan antara transit time dengan porositas. Wyllie mengajukan persamaan waktu rata-rata yang merupakan hubungan linier antara waktu dan porositas. Persamaan tersebut dapat dilihat dibawah ini :

$$\phi_S = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (5)$$

Dimana :

Δt_{log} : *Transite time* yang dibaca dari log, $\mu\text{sec/ft}$

Δt_f : *Transite time* fluida, $\mu\text{sec/ft}$ (189 $\mu\text{sec/ft}$ untuk air dengan kecepatan 5300 ft/sec)

Δt_{ma} : *Transite time* matrik batuan, $\mu\text{sec/ft}$

ϕ_S : Porositas dari *sonic* log, fraksi

2.14.4 Log Gamma Ray

Gamma ray log merupakan log yang memanfaatkan unsur radioaktif yang terdapat pada batuan. Dari unsur radioaktif tersebut metode log ini dapat memperkirakan batuan apa pada suatu formasi. Gamma ray log pada saat pengambilan data sumur tidak memerlukan sumber yang diinjeksikan seperti log sonic, metode ini akan merekam keberadaan unsur radioaktif yang terdapat pada suatu formasi kemudian kita mendapatkan jenis batuan dari data gamma ray log, walaupun pancaran radiasi sinar gamma mengalami atenuasi ketika menabrak dinding sumur yang tertutup oleh semen dan casing energy yang masuk kedalam lapisan formasi diluar casing masih besar sehingga dapat mendeteksi keberadaan unsur radioaktif dari pancaran sinar gamma.

Unsur yang biasa terdapat pada lapisan sedimen yang bersifat radioaktif antara lain Uranium (U), Potasium (K), Thorium (Th) yang secara kontinyu memancarkan GR dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Fungsi dari

metode gamma ray log ini antara lain untuk mengenali karakteristik lapisan permeable dengan parameter unsur radioaktif yang terkandung, contohnya pada batuan shale yang mengandung unsur radioaktif dan nilai permabilitas yang baik dapat terdeteksi melalui gamma ray log ini pada batuan shale, untuk mendelineasi lapisan dengan melihat unsur radioaktifnya dan memisahkan lapisan mana yang bersifat radioaktif dan tidak, mendeteksi mineral dalam batuan yang bersifat radioaktif, dari beberapa fungsi diatas yang merupakan fungsi utama dalam melakukan evaluasi formasi adalah untuk menemukan lapisan permeable karena respon radioaktif pada lapisan permeable seperti shale signifikan pada kurva log (Julian, 2007).

2.14.5 Log Neutron

Jenis Log ini merupakan log yang memanfaatkan inti atom suatu mineral. Atom yang digunakan ialah atom hidrogen karena inti atom hidrogen yang besar nilainya yaitu satu. Tujuannya untuk menentukan kuantitas nilai porositas suatu batuan dalam formasi menggunakan parameter pengisi pori yang berupa atom hidrogen. Dengan menghitung kandungan hidrogen pada suatu batuan seperti pada shale atau batuan permeable yang lainnya, yang diperoleh adalah indeks hidrogen pada batuan permeable sehingga dapat diperoleh informasi porositas yang diasumsikan sebanding dengan banyaknya kandungan hidrogen yang terperangkap pada pori batuan. Prinsip kerja pada jenis log ini adalah atom hidrogen dipancarkan kedalam sumur eksplorasi akan menembakan partikel inti atom di sekitar lubang bor kemudian partikel tersebut akan mengalami beberapa fenomena seperti :

a. Tumbukan elastis

Partikel inti atom terpental setelah tumbukan dengan inti atom formasi tanpa terjadi apa apa.

b. Tumbukan inelastis

Sebagian tenaga dari dari partikel neutron diberikan kepada inti atom.karena tambahan tenaga kinetik tersebut, inti atom dapat pindah ke tingkat tenaga atom yang lebih tinggi, kemudian melapuk dengan melepaskan kelebihan tenaganya berupa sinar gamma.

c. Tangkapan neutron

Inti atom menyerap seluruh tenaga neutron, berpindah ke tingkat energi yang lebih tinggi karena tambahan tenaga kinetik dari neutron, kemudian melapuk dengan memancarkan sinar gamma.

Dalam fungsinya mendeteksi atom hidrogen untuk mencari porositas log neutron pada respon fluida air dan gas memiliki kesamaan yang banyak karena kandungan hidrogen pada air dan minyak yang menyebabkan dapat diperoleh informasi porositas fluida dalam formasi bersih. Jika pada formasi dengan litologi lempung hal ini akan berbeda keadaannya karena pada formasi lempung atom hidrogen pada fluida pengisi pori dipengaruhi oleh kandungan atom hidrogen yang terkandung didalam mineral batuan lempung (Harsono, 1997).

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB III

METODOLOGI

3.1 Peralatan dan Data

3.1.1 Data

Data utama yang digunakan pada studi ini yaitu data seismik (PSTM) dan data pendukung berupa data *wireline log* yang terdiri dari gamma ray, densitas, neutron, resistivitas, SP, caliper, dan sonic.

3.1.2 Peralatan

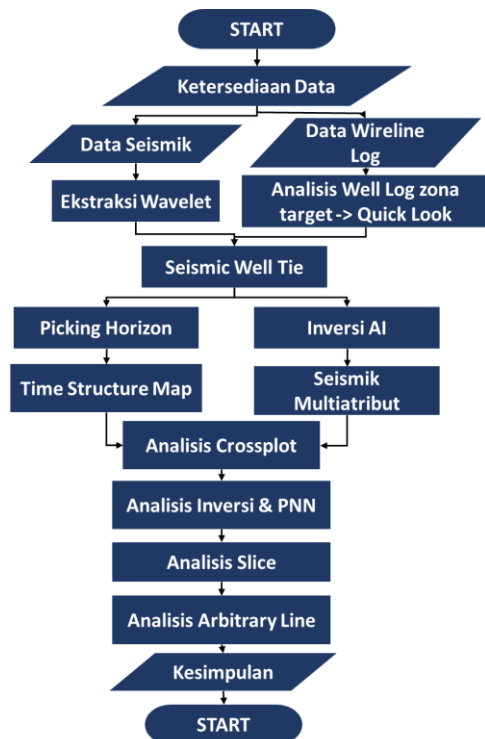
Peralatan yang digunakan untuk pengerjaan tugas akhir ini yaitu,

1. Perangkat keras (*Hardware*)
 - a. 1 buah laptop
2. Perangkat lunak (*Software*)
 - a. *Software* pengolahan data log
 - b. *Software* pengolahan data seismik

3.2 Metodologi Penelitian

3.2.1 Tahapan Pengolahan Data

Berikut tahapan pengolahan data yang dilakukan pada penelitian ini,



Gambar 3.1. Diagram alir pengolahan data

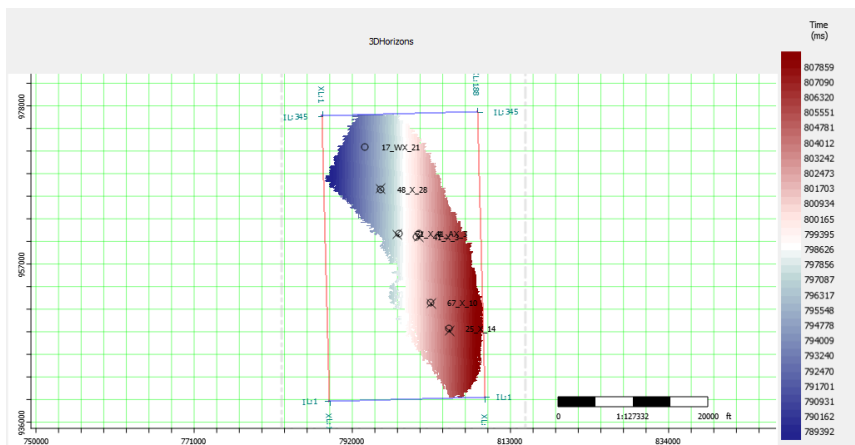
BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Persiapan Data

Semua data yang digunakan pada penelitian ini diperoleh dari web http://wiki.seg.org/wiki/Teapot_dome_3D_survey. Tahap pertama dalam pengolahan data yaitu memasukkan semua data yang dibutuhkan ke dalam *software* yang digunakan dengan format yang konsisten pada seluruh data guna menghindari terjadinya kesalahan pada hasilnya. Tahap ini begitu penting dikarenakan jika terjadi kesalahan pada inputan data yang digunakan maka akan mempengaruhi keseluruhan hasil nantinya. Data yang digunakan pada penelitian ini yaitu data seismik dan data sumur. Untuk data log sumur meliputi kurva log dan koordinat dari sumur yang sesuai dengan data seismik termasuk parameter *Kelly Bushing*.

4.2 Data Seismik

Data seismik yang digunakan yaitu data seismik 3D *Post Stack Time Migration* yang terdiri dari inline 1 – 345, crossline 1 – 188, dan panjang rekaman 3000 ms.



Gambar 4.1. Basemap lokasi penelitian dengan inline 1-345 dan crossline 1-188.

4.3 Data Sumur

Data checkshot digunakan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dengan kedalaman. Data checkshot penting pada proses interpretasi karena data sumur yang digunakan dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik dalam domain waktu. Data checkshot didapat dalam domain waktu akan melengkapi data DT yang berada pada domain kedalaman. Sehingga data seismik dan data sumur dapat dikorelasikan yaitu dengan cara dilakukan koreksi checkshot terlebih dahulu lalu dilakukan pengikatan (*seismic well tie*). Data checkshot juga digunakan dalam melakukan konversi peta stuktur waktu menjadi peta struktur kedalaman.

Wireline Logging																											
		Conventional Log															Advanced Log										
Well Name	Hole Section (inch)	Interval (FTMD)	GR	SGR	Caliper	Neutron	Density	Density Corr	SP	Deep Reas	Medium Reas	Shallow Reas	Micro Reas	DTC	DTs	PEF	VSI	DS/EMAT	Checkshot	NMR	FMI/FRMI	ADT Dielectric Scanner ¹	Drilling Fluid	Mud Salinity (Kppm)	Services	Remark	Resistivity Log Type
25 X 14		44 - 5962																							Schlumberger	Combo	Lateral
48X_28		452.7 - 5768.7	6.125																						Schlumberger	Combo	Lateral & Induction
67 X 10		8.875 - 58 - 5662																							Schlumberger	Combo	Lateral
41 X 2		0 - 5786																							Schlumberger	Combo	Lateral
41 AX 3		30 - 5698																							Schlumberger	Combo	Lateral
71 X 4		57 - 5817																							Schlumberger	Combo	Lateral
17 WX 21		0 - 5649.5																							Schlumberger	Combo	Induction

[illegible]

Tabel 4.7. Ketersediaan data Mudlog

Well Name	Hole Section (Inch)	Interval (FTMD)	Mudlog				Test	
			Master Log	Mud Log	Pressure Log	Gas Ratio	MDT / FETI Test/Sample I	DST I no/Interval I
48X-28	6.125	452.7 - 5768.7						
25-1-X-14								
67-1-X-10								
41_X_3								
41_AX_3								
71_X_4								
17_WX_21								

4.4 Perhitungan Parameter Log

Dilakukan perhitungan parameter log seperti porositas, impedansi, dan saturasi air. Parameter-parameter tersebut selain digunakan dalam membantu interpretasi log digunakan pula dalam membantu interpretasi data seismik.

Porositas dihitung melalui log densitas-neutron sehingga akan didapatkan porositas efektif. Parameter yang digunakan dalam perhitungan porositas dapat dilihat pada gambar 4.2 dan 4.3.

$$\phi = \frac{0.9 \sqrt{\frac{R_w}{R_t}} \times (\rho_w - \rho_h) + (\rho_{ma} - \rho_{obs})}{(\rho_{ma} - \rho_h)}$$

(R_t) is true resistivity from the log and (ρ_{obs}) is observed density from the log.

Density of Formation Water (ρ_w) grams/cc Default Freshwater

Density of Hydrocarbons (ρ_h) grams/cc Default Oil

Density of Matrix (ρ_{ma}) grams/cc Default Sandstone

Resistivity of Formation Water (R_w) ohm-meters

Gambar 4.2. Parameter yang digunakan dalam perhitungan porositas dari log densitas (PHIT)

$$\text{Porosity Calculation: } ND_{\phi} = \sqrt{\frac{N_{\phi}^2 + D_{\phi}^2}{2}}$$

Gambar 4.3. Porositas yang didapat dari densitas (PHIT) kemudian digunakan guna menghitung porositas efektif (PHIE) yaitu gabungan dari densitas-neutron.

Log P-Impedance didapatkan dengan mengalikan antara log densitas dengan log sonic (DTC).

$$P - Impedance Calculation: I_p = V_p \times \rho \quad (4.1)$$

Dengan :

I_p = P-Impedance (ft/s)*(gr/cc)

V_p = P-wave (ft/s)

ρ = Densitas (gr/cc)

Log saturasi air didapatkan dengan menggunakan persamaan Archie dengan parameter yang digunakan dalam perhitungan seperti yang terlihat pada gambar 4.4. Seperti yang kita ketahui bahwa parameter-parameter yang digunakan dalam perhitungan saturasi didapat berdasarkan data core, tetapi dikarenakan keterbatasan data (tidak terdapat data core) sehingga parameter yang digunakan (a, m, n, R_w) menggunakan nilai default.

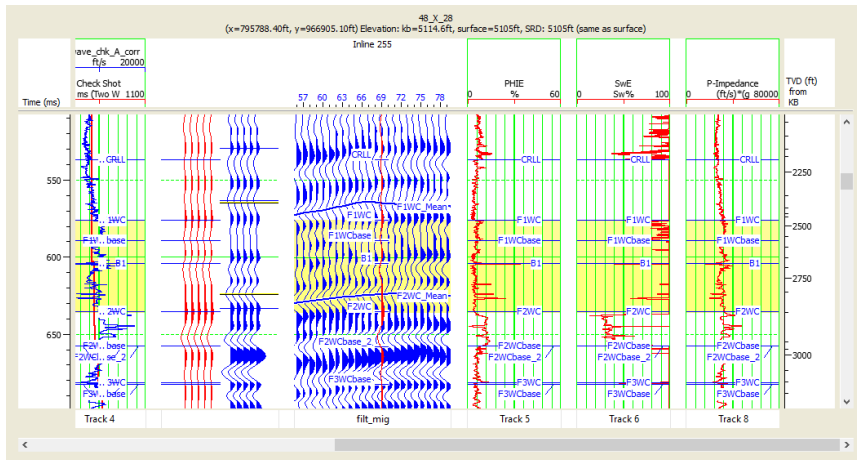
Archie's Equation: $S_w^n = \frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t}$

Cementation factor (a):	0.62
Cementation exponent (m):	2.15
Resistivity formation water (R_w):	0.04
Saturation exponent (n):	2

Constants Method

☒ Use ILD Values ☐ Use Phasor Induction Values

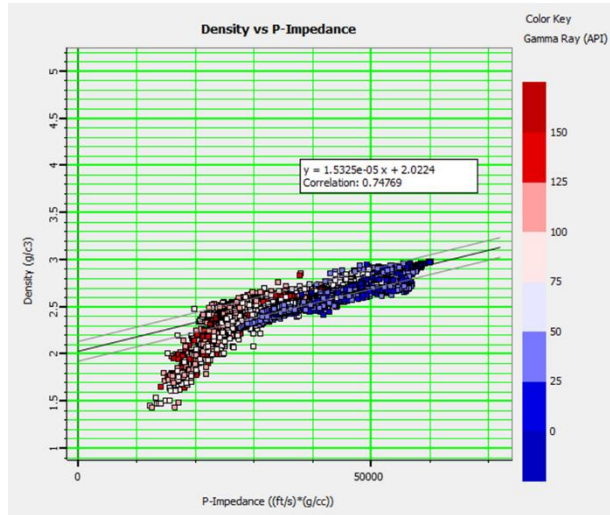
Gambar 4.4. Parameter yang digunakan dalam perhitungan log saturasi air.



Gambar 4.5. Salah satu contoh hasil dari perhitungan PHIE, Sw, dan P-Impedansi.

4.5 Analisis Crossplot Log

Analisis crossplot log dilakukan guna mengidentifikasi parameter log sumur yang sensitif terhadap litologi dan mengetahui hubungan antar log. Crossplot akan menghasilkan tren-tren hubungan antar log dengan 2 parameter log yang dibandingkan (x,y) dan z digunakan guna mempermudah dalam interpretasinya sebagai color key. Hasil dari crossplot ini digunakan sebagai validasi data-data hasil pemrosesan selanjutnya.

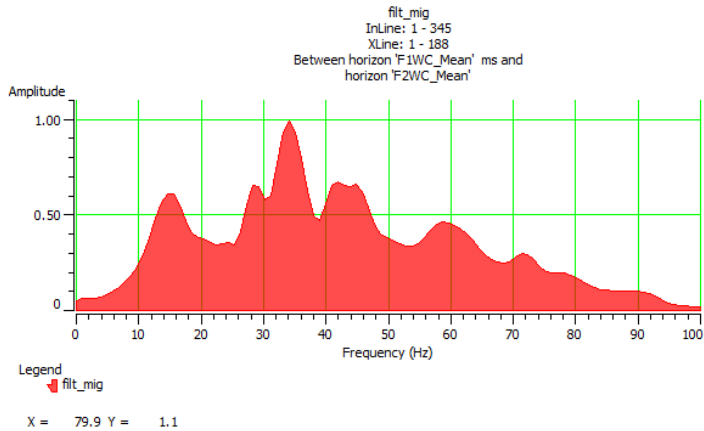


Gambar 4.6. Crossplot log Densitas vs P-impedance, dengan z nya log GR

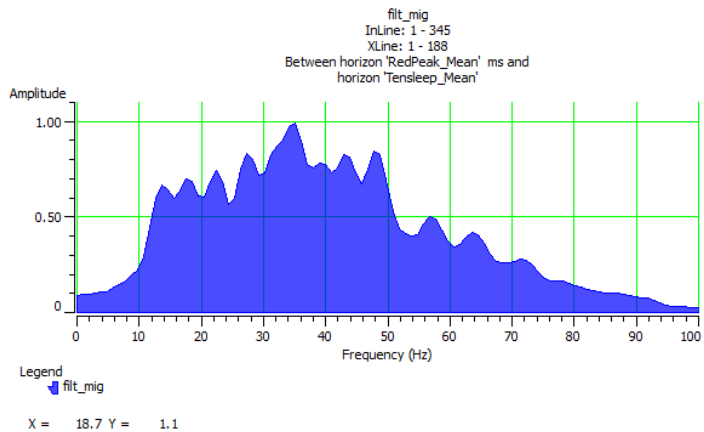
Berdasarkan hasil dari pengamatan crossplot log pada well 17_WX_21 menunjukkan bahwa hasil crossplot sensitif terhadap litologi batuan. Hal tersebut dapat dilihat dari warna yang mewakili log GR yang membedakan masing-masing litologi, dengan $GR < 50$ mempunyai impedansi dan densitas yang lebih tinggi daripada $GR > 50$. Hal tersebut menunjukkan bahwa shale pada reservoir target mempunyai impedansi yang lebih rendah dibandingkan dengan sandstone.

4.6 Analisis Amplitude Spectrum

Analisis *amplitude spectrum* dilakukan guna mengetahui kisaran frekuensi optimal pada data seismik. Pada penelitian kali ini dilakukan analisis *amplitude spectrum* dengan batas horizon. Sehingga akan didapatkan dua hasil yaitu dari horizon F1WC-F2WC dan RDPK-Tensleep. Untuk horizon F1WC-F2WC didapatkan frekuensi dominan 34 Hz dan frekuensi optimal 6 – 92 Hz. Sedangkan pada horizon RDPK – Tensleep didapatkan frekuensi dominan 35 Hz dan frekuensi optimal 9 – 92 Hz.



Gambar 4.7. Amplitude spectrum horizon F1WC-F2WC. Frekuensi dominan 34 Hz dan frekuensi optimal 6 – 92 Hz.



Gambar 4.8. Amplitude spectrum horizon RDPK-Tensleep. Frekuensi dominan 35 Hz dan frekuensi optimal 9 – 92 Hz.

4.7 Analisis Tuning

Analisis ini dilakukan guna mengetahui resolusi ketebalan reservoir yang dapat diidentifikasi secara matematis dan teoritis dari data seismik. Frekuensi dominan yang didapat yaitu 34 – 35 Hz. Perhitungan ketebalan tuning

memerlukan data log sonic daerah target dan dirata-rata. Sehingga ketebalan tuning dapat dihitung dengan menggunakan rumus berikut,

$$\lambda = \frac{v \text{ rata rata}}{f} \tag{4.2}$$

Keterangan :

λ = panjang gelombang (m)

v = kecepatan rata-rata (m/s)

f = frekuensi dominan zona target

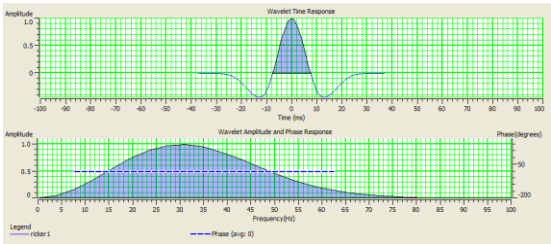
Zona Target	Top (ft)	End (ft)	Ketebalan (ft)	Frekuensi (Hz)	Av. Vel (ft/s)	λ (ft)	$1/4 \lambda$ (ft)
F1WC-F2WC	2470.84	2847.51	376.67	34	12760.7	375.3147	93.82868
RDPK-MNKT	4500	5379.84	879.84	35	15919.1	454.8314	113.7079

Gambar 4.9. Hasil perhitungan ketebalan tuning dengan sampel well 25_X_14.

Berdasarkan rumus 4.2. panjang gelombang seismik pada horizon F1WC-F2WC dan RDPK-MNKT dapat dilihat pada gambar 4.9. juga dengan ketebalan tuning yang diperoleh dari $\frac{1}{4}$ panjang gelombang. Hasil yang didapatkan menunjukkan bahwa ketebalan reservoir masih dalam jangkauan resolusi vertikal seismik sehingga dapat dibedakan dengan baik.

4.8 Ekstraksi Wavelet dan Well Tie

Pada tahap ini dilakukan ekstraksi wavelet dari data seismik dan ekstraksi nilai koefisien refleksi dari data sumur yang digunakan untuk membuat seismogram sintetik. Data seismik yang digunakan menggunakan *zero phase*. Pada saat melakukan ekstraksi wavelet, window dibatasi hanya pada daerah target. Ekstraksi wavelet pada penelitian ini menggunakan wavelet Ricker dengan parameter *wavelet length* 75 ms, *frequency* 30 Hz, dan *zero phase*.



Gambar 4.10. Ricker wavelet, dominan frekuensi 30 Hz

Figure 10 displays the comparison of seismic data and well logs for the 25-1-X-10 well. The figure is divided into three main sections: seismic data, a central table of well tie results, and a well log plot.

Seismic Data (Left): The seismic data plot shows wavelet responses for various wavelets (48X-28, 25-1-X-14, 67-1-X-10, 41_X_3, 41_AX_3, 71_X_4, 17_WX_21) and a Ricker wavelet. The color scale ranges from -0.8 (blue) to 0.8 (red).

Well Tie Results Table (Center):

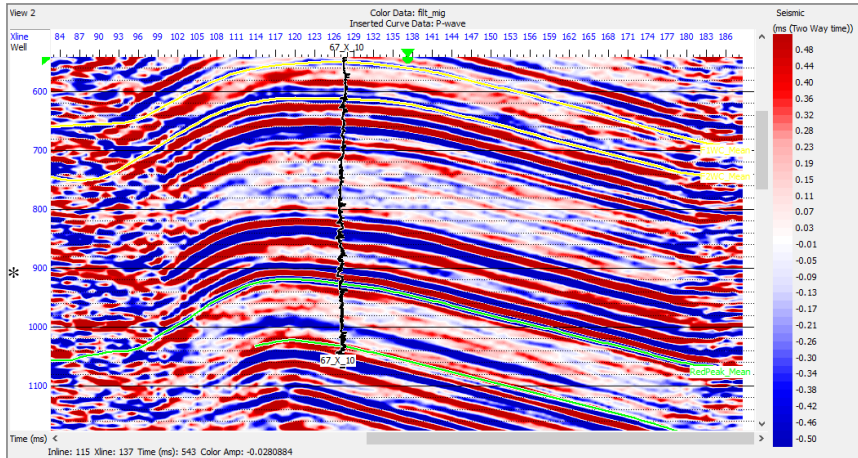
Hasil Well Tie							
Wavelet	48X-28	25-1-X-14	67-1-X-10	41_X_3	41_AX_3	71_X_4	17_WX_21
Ricker	0.615	0.747	0.734	0.691	0.622	0.685	0.687

Well Log Plot (Right): The well log plot shows stratigraphic columns for the 25-1-X-10 well. The depth scale ranges from 0 to 1000 m. The formations are labeled as Carbonate, Shale, and Sandstone. The plot also includes a depth marker for the 25-1-X-10 well.

Gambar 4.11. Hasil Well Tie

4.9 Picking Horizon

37

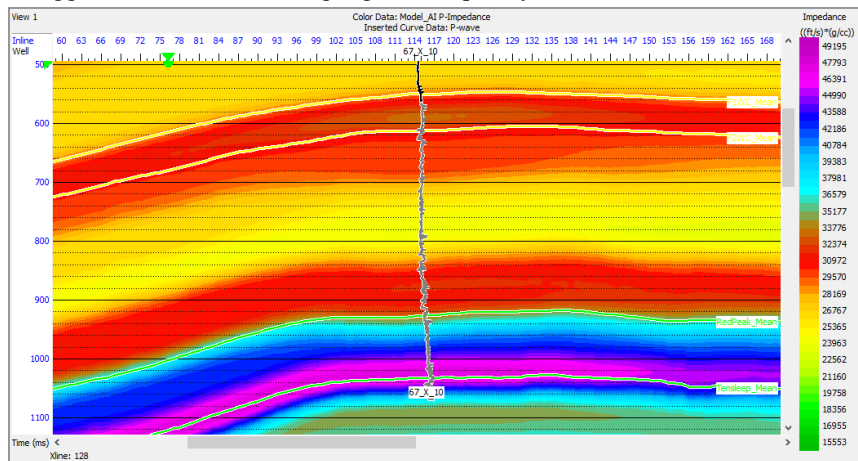


Gambar 4.12. Picking pada 4 horizon, F1WC-F2WC (atas) dan RDPK-Tensleep (bawah)

4.10 Metode Inversi

4.10.1 Pembuatan Inisial Model Impedansi

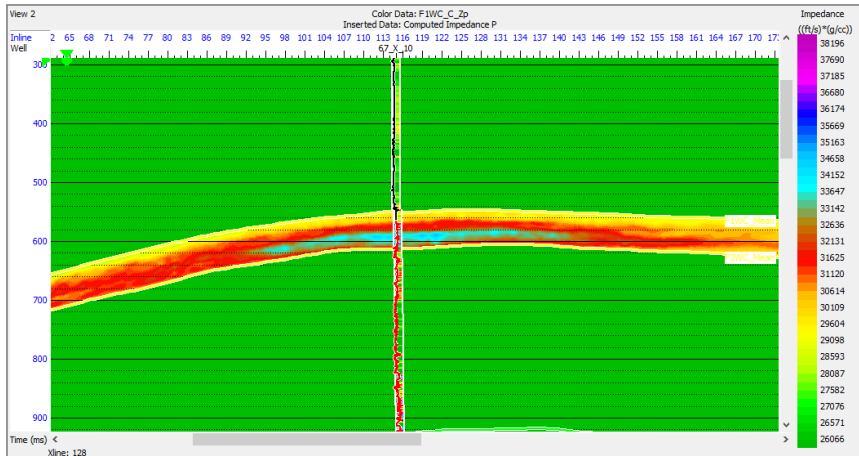
Model inisial dibuat dengan batas waktu 500 – 1250 ms, menggunakan 6 sumur, ekstrapolasi sumur menggunakan tren log dari semua log, metode interpolasi *inverse distance power*, interpolasi dari horizon zona target, dan menggunakan filter smoothing highcut frequency 10/15 Hz.



Gambar 4.13. Hasil model inisial P-Impedance

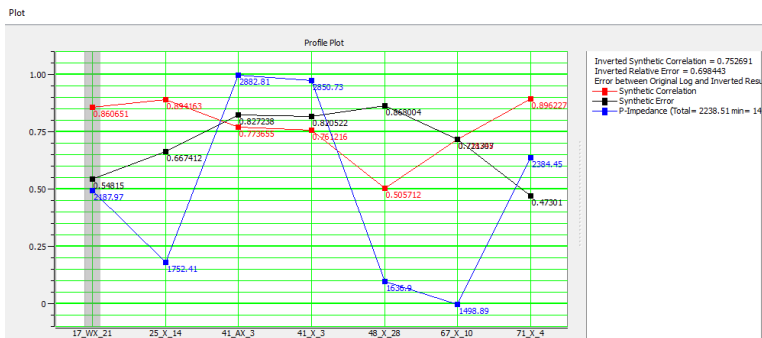
4.10.2 Inversi Model Base

Parameter yang digunakan dalam melakukan inversi berbasis model yaitu *soft constraint* 0.47, *average block size* 2 ms, *prewhitening* 1 %, iterasi 20 kali, dan dengan window pada zona target (F1WC-F2WC dan RDPK-Tensleep). Penggunaan constraint guna membatasi perubahan impedansi inversi relatif terhadap impedansi model. Perubahan impedansi dipengaruhi oleh nilai impedansi sumur yang difilter.

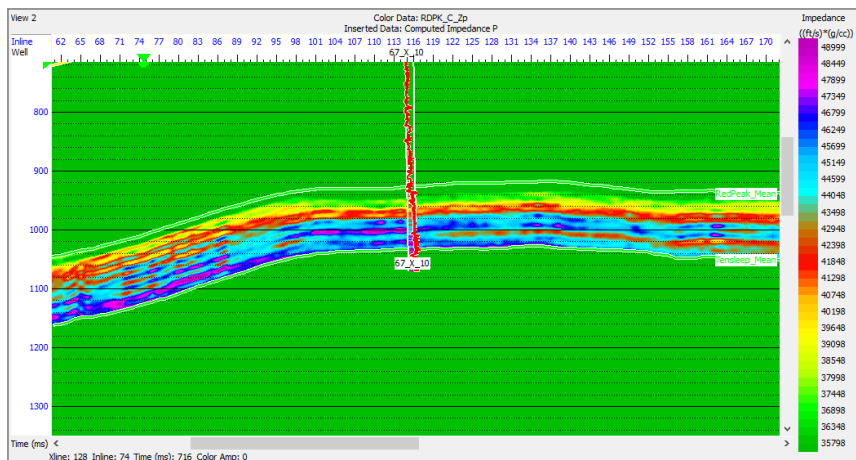


Gambar 4.14. Hasil inversi model based pada zona F1WC-F2WC.

Berdasarkan gambar 4.14. dapat diketahui bahwa zona F1WC-F2WC mempunyai rentang impedansi sekitar 26000 – 38000 (ft/s)²/(g/cc). Gamma ray pada zona tersebut dominan > 50 API, diinterpretasikan sebagai shaly sand. Gambar 4.15. menunjukkan nilai korelasi hasil inversi yang cukup baik yaitu pada kisaran 0.75.

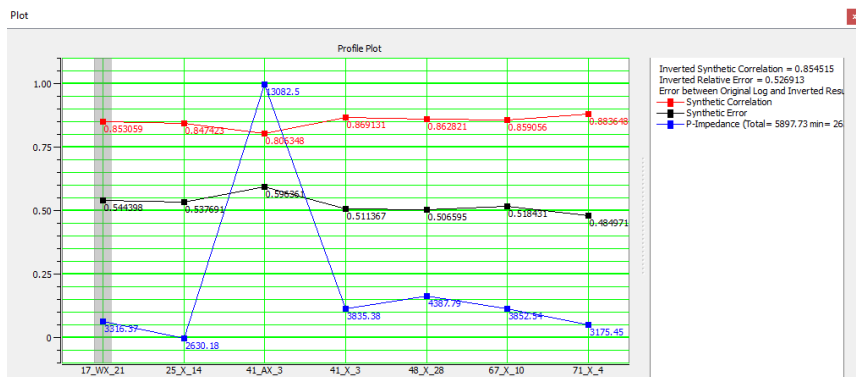


Gambar 4.15. Profile plot error inversi zona F1WC-F2WC.



Gambar 4.16. Hasil inversi model based pada zona RDPK-Tensleep.

Berdasarkan gambar 4.16. dapat diketahui bahwa zona RDPK-Tensleep mempunyai rentang impedansi sekitar 35000 – 49000 (ft/s)(gr/cc). Gamma ray pada zona tersebut dominan > 50 API, diinterpretasikan sebagai shaly sand tetapi lebih shaly di zona target F1WC-F2WC jika dilihat dari tren log GRnya. Gambar 4.17 menunjukkan nilai korelasi hasil inversi yang baik yaitu pada kisaran 0.85.



Gambar 4.17. Profile plot error inversi zona RDPK-Tensleep.

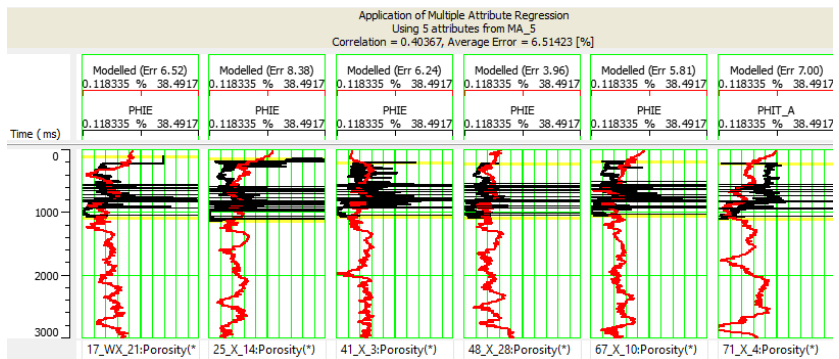
4.11 Multi Atribut

Metode multi atribut digunakan untuk meningkatkan resolusi volume impedansi akustik hasil inversi. Metode ini menjadikan volume inversi akustik impedan sebagai volume eksternal atribut. Multi atribut digunakan untuk memprediksi salah satu parameter log yang nantinya akan diaplikasikan ke dalam volume seismik. Sehingga akan menghasilkan cube pseudo guna mengetahui persebaran dari log yang dicari. Log yang diprediksi pada penelitian ini yaitu log porositas, dengan inputan yang dipakai yaitu log PHIE atau porositas efektif.

Penelitian ini menggunakan 2 metode guna menentukan prediksi porositas yaitu transform multi atribut step wise regression (SWR) dan probabilitas neural network (PNN). Pada multi atribut SWR proses awal dengan menentukan atribut mana saja yang akan digunakan dalam prediksi log dan dilakukan training terhadap log target dengan beberapa atribut seismik. Dari proses training ini akan dipilih secara otomatis atribut terbaik yang akan digunakan untuk memprediksi log porositas. Nilai prediksi error akan menurun sejalan dengan jumlah atribut yang digunakan (semakin banyak jumlah atribut yang digunakan maka nilai prediksi error akan semakin kecil begitu pula dengan nilai korelasian akan meningkat).

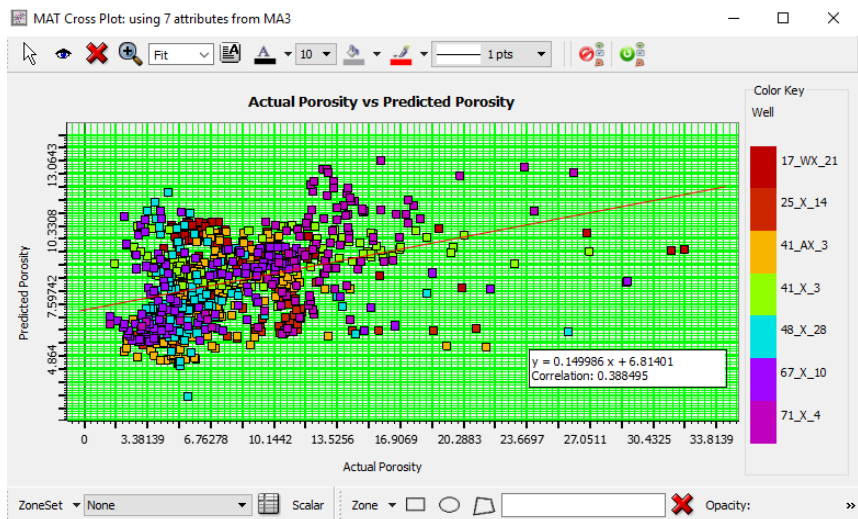
	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Porosity	Integrated Absolute Amplitude	6.958970	7.231529
2	Porosity	Dominant Frequency	6.691659	7.027093
3	Porosity	Average Frequency	6.566565	7.232611
4	Porosity	Quadrature Trace	6.521853	7.200575
5	Porosity	Derivative Instantaneous Amplitude	6.514225	7.200802

Gambar 4.18. Analisis seismik multiatribut



Gambar 4.19. Hasil aplikasi atribut antara prediksi porositas dengan porositas yang sebenarnya.

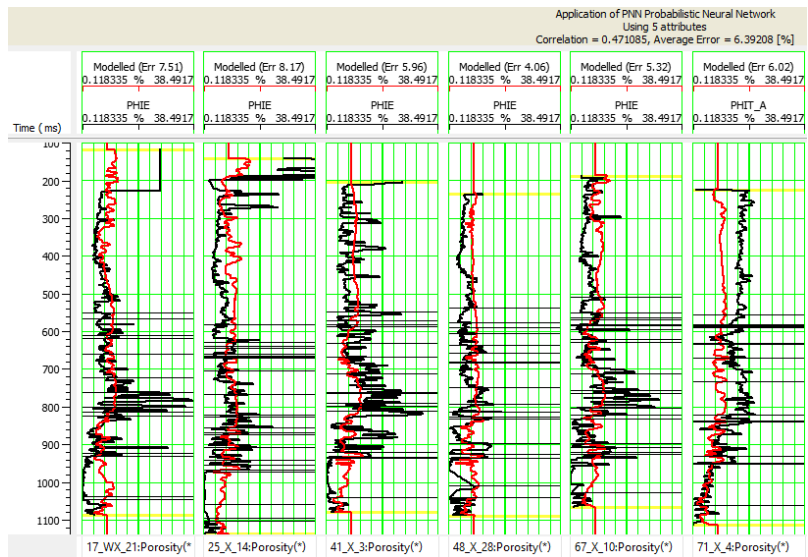
Gambar 4.18 Jumlah atribut yang digunakan 5 atribut dengan pemilihan atribut secara otomatis dimana dengan pemilihan 5 atribut akan memberikan nilai prediksi error yang menurun. Setelah multi atribut diaplikasikan, hasil prediksi log porositas pada data seismik di sekitar lokasi sumur menunjukkan nilai korelasi sebesar 0.4 dan nilai error sebesar 6.5% seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.19.



Gambar 4.20. Crossplot antara porositas prediksi dan porositas asli.

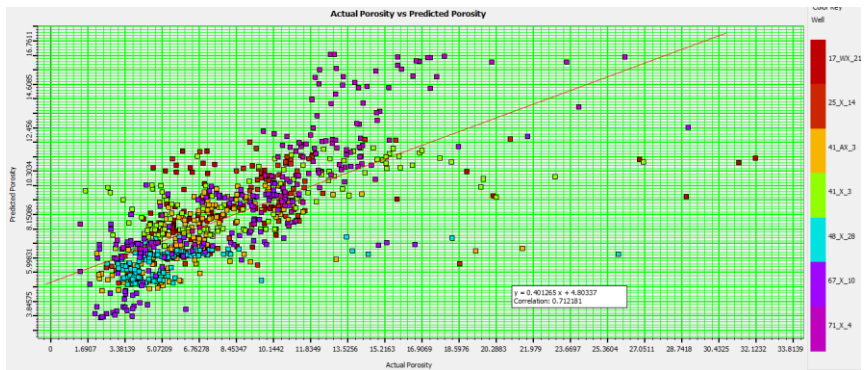
4.11.1 Neural Network

Neural network digunakan untuk meningkatkan korelasi hasil prediksi porositas dengan menganggap bahw karakteristik non-linier dari neural network akan meningkatkan hasil prediksi dan resolusi dari penurunan nilai porositas. Pada tahap ini algoritma yang digunakan yaitu *Probabilistic Neural Network* (PNN).



Gambar 4.21. Hasil training *Probabilistic Neural Network* (PNN).

Hasil prediksi porositas dari PNN pada data seismik di sekitar lokasi sumur menunjukkan nilai korelasi yang lebih baik dari hasil multiatribut SWR yaitu dari 0.4 menjadi 0.47 saat dilakukan crossplot terhadap nilai porositas yang sebenarnya seperti yang bisa dilihat pada gambar 4.22.



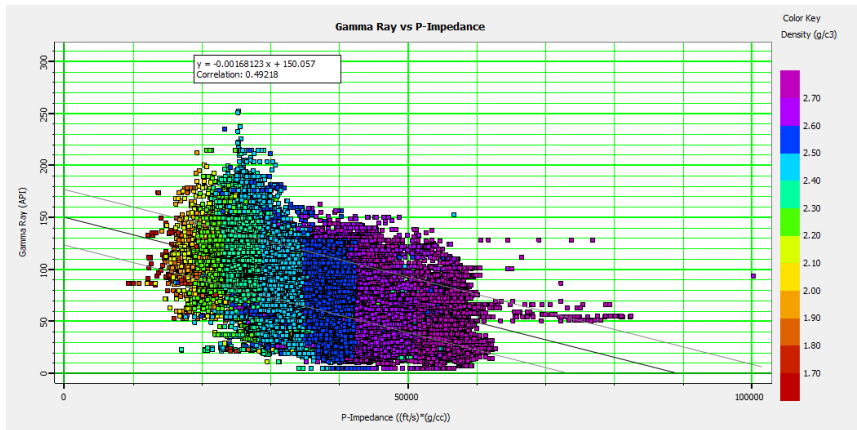
Gambar 4.22. Crossplot antara prediksi porositas dengan porositas asli setelah menggunakan PNN.

BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

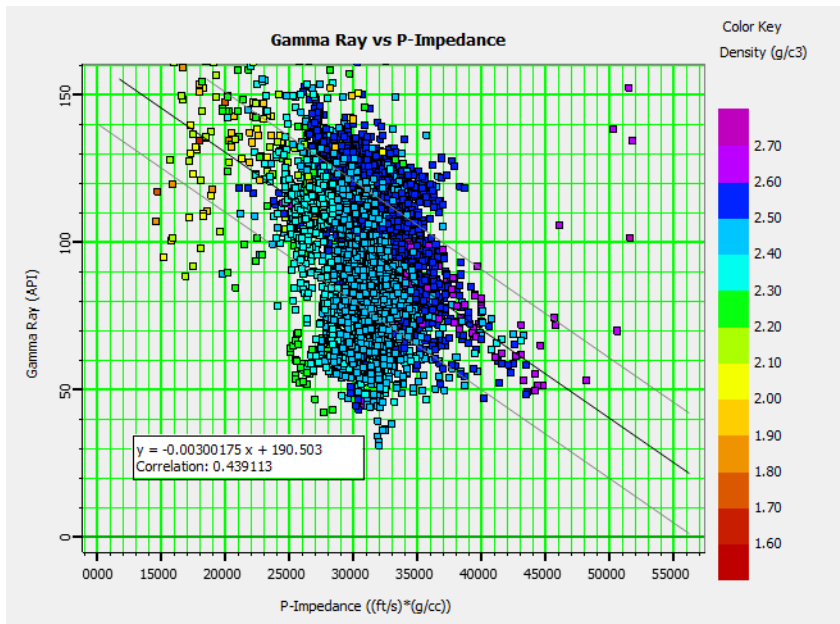
5.1 Hasil Analisis *Crossplot*

Crossplot biasanya digunakan untuk membedakan litologi batuan, mengetahui hubungan antar log, dan bisa juga mengetahui lokasi reservoir. *Crossplot* dilakukan antara dua log pada sumbu X dan Y. Log semakin sensitif jika log yang digunakan *crossplot* dapat membedakan litologi dengan baik. Berikut beberapa *crossplot* yang dilakukan :



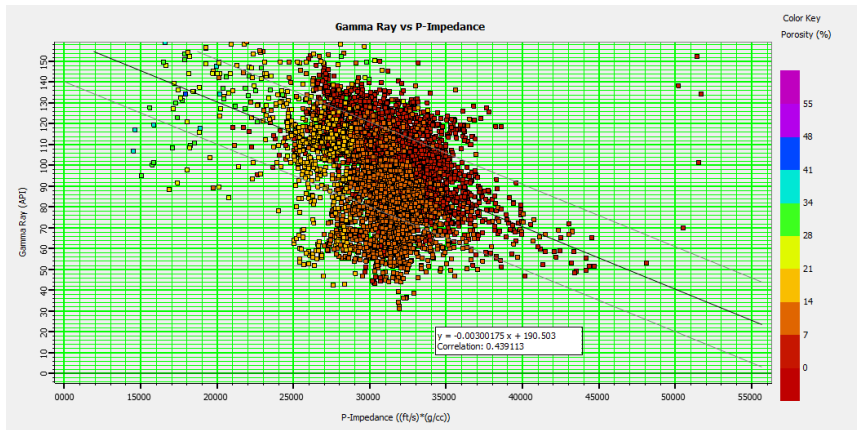
Gambar 5.1. *Crossplot* antar P-impedance vs GR dengan color key Densitas pada seluruh sumur.

Berdasarkan gambar 5.1. didapatkan bahwa nilai GR – P-Impedansi – Densitas mempunyai hubungan yang baik. Dimana nilai impedansi berbanding lurus dengan densitas, semakin tinggi nilai impedansi maka semakin tinggi pula nilai densitas. Perubahan warna dari kiri kekanan seragam dengan pertambahan nilai impedansi. Sedangkan nilai impedansi dan GR relatif berbanding terbalik, karena semakin tinggi nilai GR maka nilai impedansi cenderung berkurang. Begitu juga dengan hubungan antara log densitas dengan log GR, GR rendah menunjukkan nilai densitas yang tinggi. Sehingga berdasarkan semua hubungan tersebut dapat diketahui bahwa *low* GR yang diinterpretasikan sebagai batupasir memiliki nilai densitas dan impedansi yang lebih besar dari pada *high* GR yang diinterpretasikan sebagai *shale*.



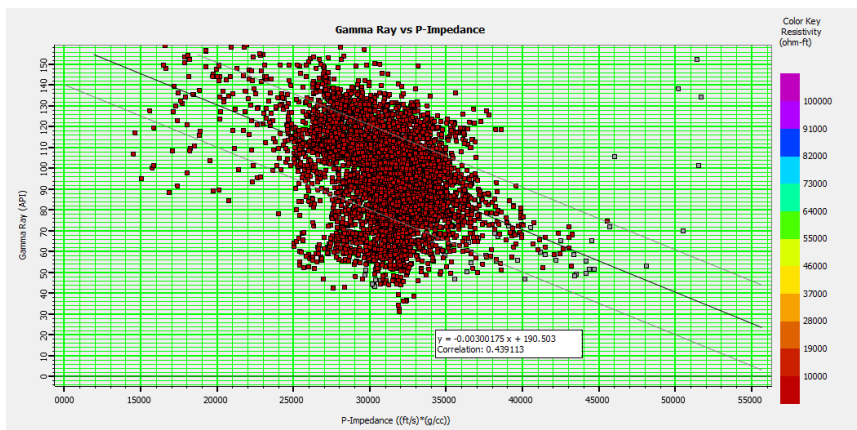
Gambar 5.2. *Crossplot* antar P-impedance vs GR dengan color key Densitas pada zona F1WC-F2WC.

Saat dikerucutkan ke zona F1WC-F2WC korelasinya juga tidak berbeda dengan zona keseluruhan. Berdasarkan gambar 5.2 diketahui bahwa dominan GR pada rentang 50 – 140 API yang diinterpretasikan sebagai *shaly sand*. Rentang impedansi berada pada 25000 – 37000 (ft/s)(gr/cc) dan rentang densitas pada 2.2 – 2.6 gr/cc. Pengklusteran dibuat pada dua zona dimana zona GR < 100 dan GR > 100. Kedua zona tersebut mempunyai range impedansi yang hampir sama tetapi pada zona lebih *shaly* mempunyai rentang impedansi yang lebih rendah.



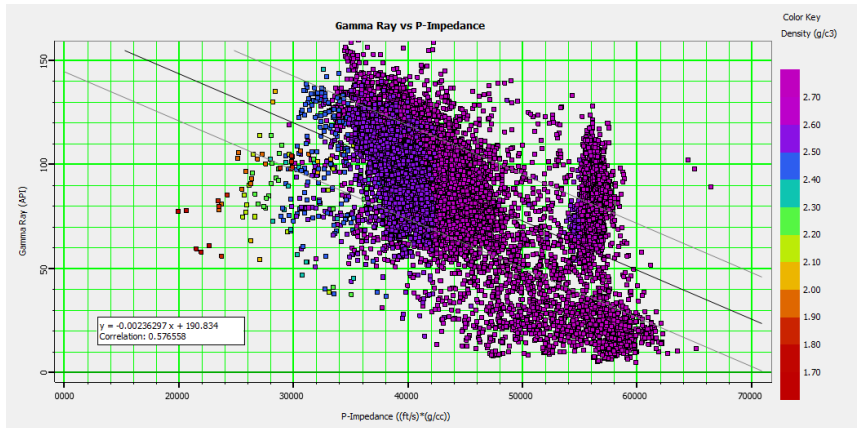
Gambar 5.3. *Crossplot* antar P-impedance vs GR dengan color key Porositas pada zona F1WC-F2WC.

Gambar 5.3 menunjukkan bahwa rentang porositas dominan yaitu 0 – 14 % yang berada pada GR 50 – 130 API dan impedansi pada 27000 – 35000 $(ft/s)(gr/cc)$. Dengan begitu didapat bahwa *shaly sand* pada zona F1WC-F2WC mempunyai dominan porositas antara 0 – 14 %.



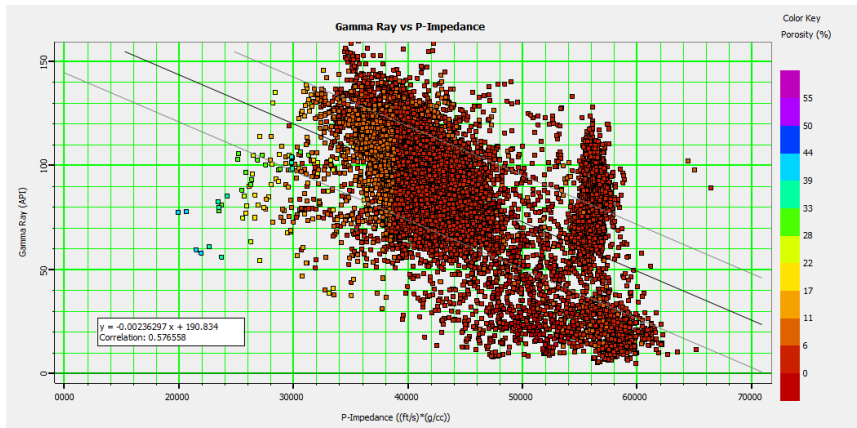
Gambar 5.4. *Crossplot* antar P-impedance vs GR dengan color key Resistivitas pada zona F1WC-F2WC.

Gambar 5.4 *Crossplot* antara impedansi – GR dengan z berupa resistivitas menunjukkan bahwa dominan resistivitas pada zona F1WC-F2WC pada rentang 0 – 19000 ohm.ft. Nilai resistivitas tersebut cenderung rendah dan pada hampir seluruh rentang GR mempunyai hasil yang serupa. Sehingga h/c konten pada seluruh rentang sama.



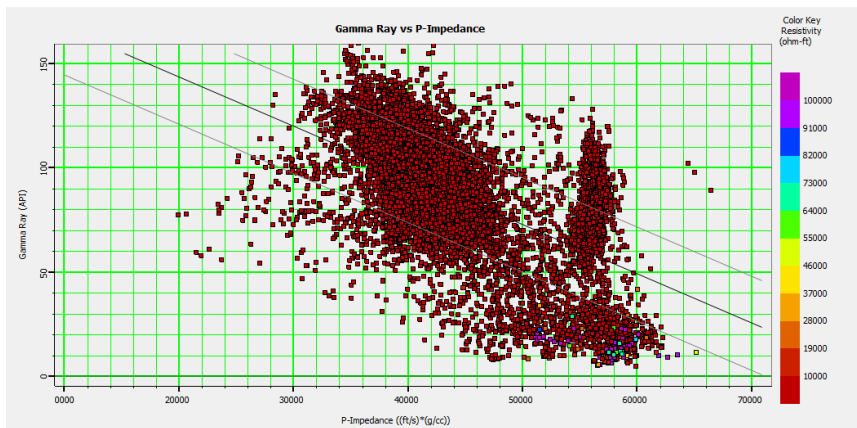
Gambar 5.5. *Crossplot* antar P-impedance vs GR dengan color key Densitas pada zona RDPK-MNKT.

Pada zona RDPK-MNKT juga menunjukkan hubungan yang sama dimana *low* GR mempunyai *high* impedansi dan *high* RHOB. Gambar 5.5 menunjukkan bahwa GR berada pada rentang 5 – 145 API. Berdasarkan nilai GR zona ini mengandung *clean sand* dan kandungan *sand* lebih banyak daripada zona F1WC-F2WC. Rentang impedansi berada pada 35000 – 60000 (ft/s)(gr/cc) dan rentang densitas pada 2.5 – 2.7 gr/cc (lebih tinggi daripada zona F1WC-F2WC).

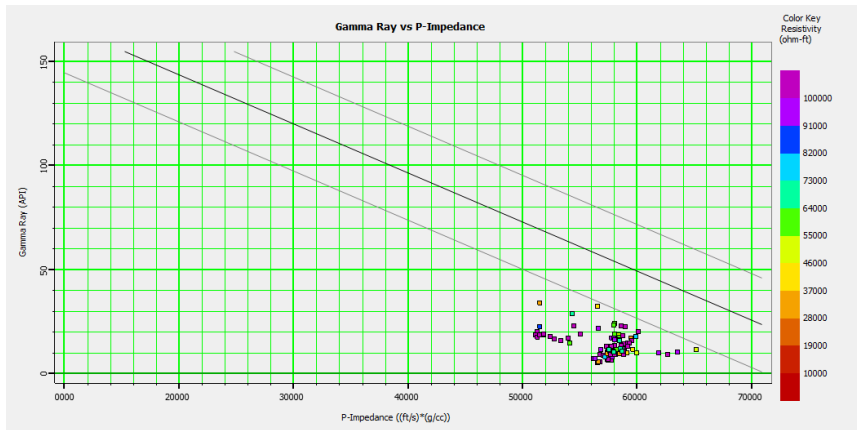


Gambar 5.6. *Crossplot* antar P-impedance vs GR dengan color key Porositas pada zona RDPK-MNKT.

Berdasarkan Gambar 5.6. diketahui bahwa dominan porositas yaitu 0 – 11 %. Nilai porositas tersebut merata ke seluruh hasil crossplot. Tetapi pada nilai impedansi < 30000 (ft/s)(gr/cc) mempunyai nilai porositas yang beragam dan jumlahnya hanya sedikit.



Gambar 5.7. *Crossplot* antar P-impedance vs GR dengan color key Resistivitas pada zona RDPK-MNKT.

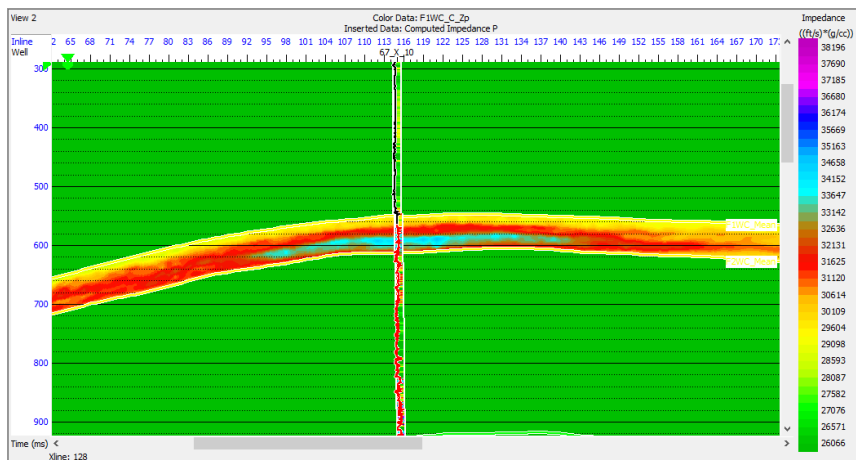


Gambar 5.8. *Crossplot* antar P-impedance vs GR dengan color key Resistivitas pada zona RDPK-MNKT. Exclude color key < 20000 ohm.ft

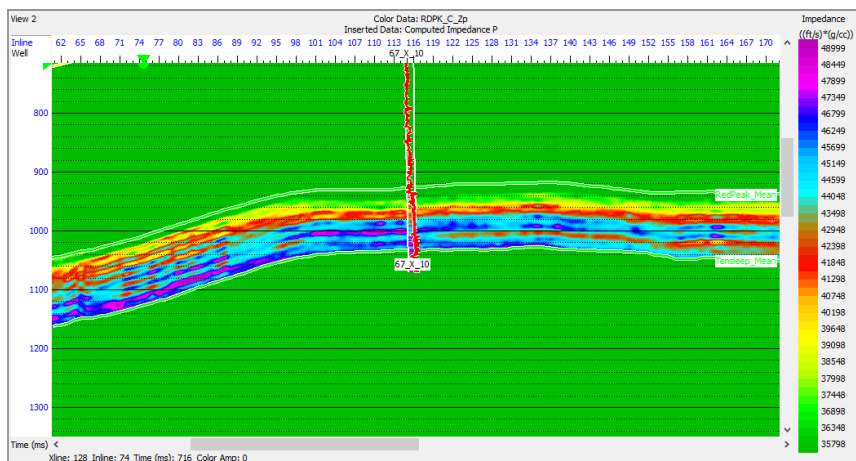
Gambar 5.7 *Crossplot* pada zona F1WC-F2WC dengan z berupa resistivitas menunjukkan bahwa dominan resistivitas pada rentang < 28000 ohm.ft. Nilai resistivitas seragam hampir pada seluruh zona, tetapi terdapat pengecualian dimana resistivitas memiliki nilai yang tinggi yaitu berada di atas 28000 ohm.ft walaupun hanya sebagian kecil, tetapi hal tersebut membuat justifikasi h/c konten menjadi lebih baik. Pengecualian dapat dilihat di gambar 5.8.

5.2 Hasil Inversi Impedansi Akustik

Lokasi reservoir telah ditentukan pada awal penelitian yaitu pada dua zona target yaitu pada F1WC dengan base F2WC dan RDPK dengan base Tensleep. Oleh karena itu horizon langsung di *picking* pada keempat marker tersebut. Setelah itu dilakukan inversi yang dimulai dengan membuat *model earth* dan analisis inversi dengan menggunakan metode *model based*.

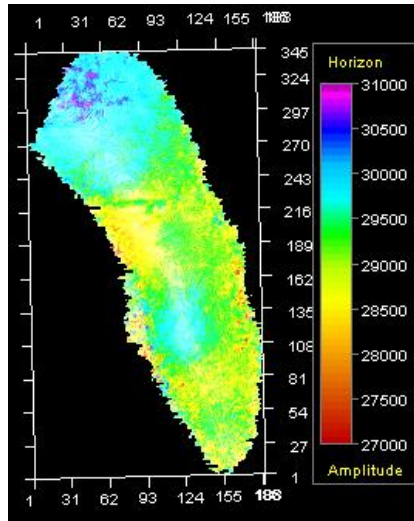


Gambar 5.9. Hasil inversi *model based* di zona F1WC-F2WC.



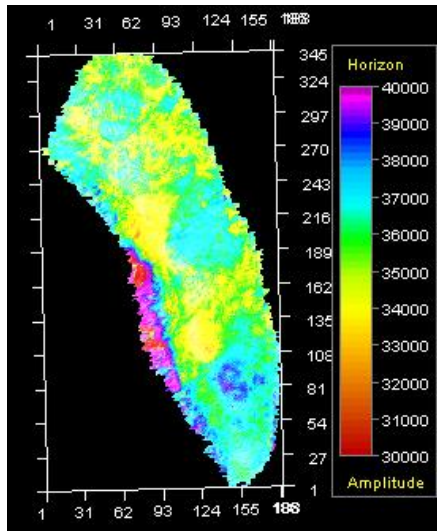
Gambar 5.10. Hasil inversi *model based* di zona RDPK-Tensleep.

Pada penampang inversi impedansi akustik dapat dilihat persebaran nilai impedansi akustik yang diartikan dengan adanya perbedaan litologi. Hasil inversi didukung juga dengan melakukan *time slice* pada tiap zona target. Dari tiap *timeslice* ini dilihat nilai persebaran impedansi akustiknya untuk memperdalam analisis hasil inversi yang telah dilakukan.



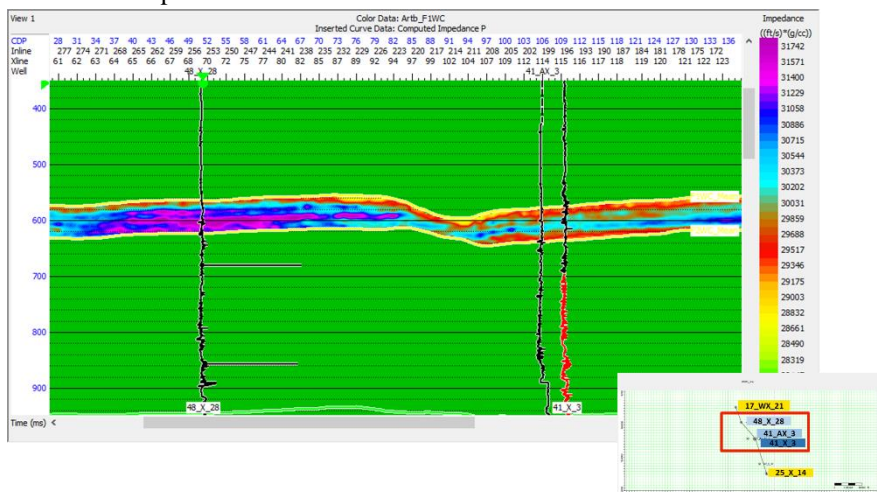
Gambar 5.11. Penampang timeslice pada horizon F1WC (+10ms).

Gambar 5.11 merupakan gambar *timeslice* impedansi akustik pada horizon F1WC. Berdasarkan map slice tersebut didapatkan nilai persebaran impedansi akustik pada horizon F1WC. Penampang di atas juga mempunyai kontur dalam ms. Hasil interpretasi slice ini ditambah dengan interpretasi slice dari nilai porositas pada *porosity map* digunakan untuk menjustifikasi karakter reservoir.

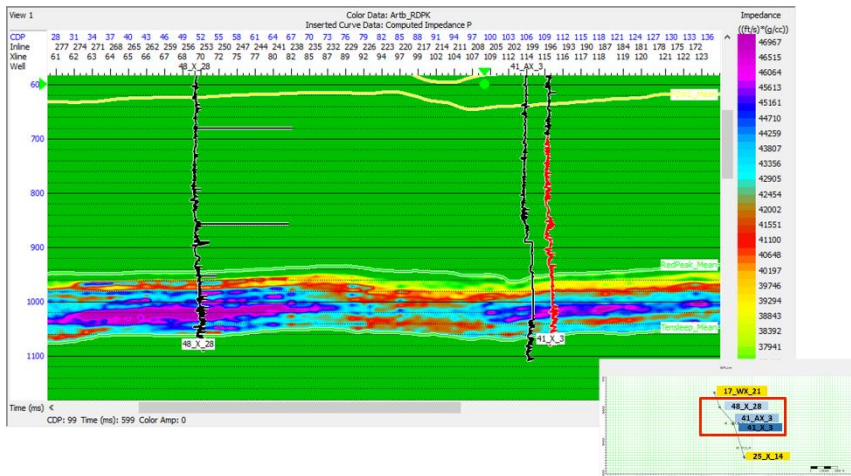


Gambar 5.12. Penampang timeslice pada horizon RDPK (+15ms).

Setelah mendapatkan map AI pada kedua zona target, selanjutnya meninjau persebaran nilai AI pada *arbitrary line*. *Arbitrary line* adalah garis seismik yang dibuat dengan melintasi lokasi sumur. *Arbitrary line* berfungsi untuk melihat persebaran nilai AI antar sumur.



Gambar 5.13. *Arbitrary line* pada beberapa sumur berarah NW-SE di zona F1WC.

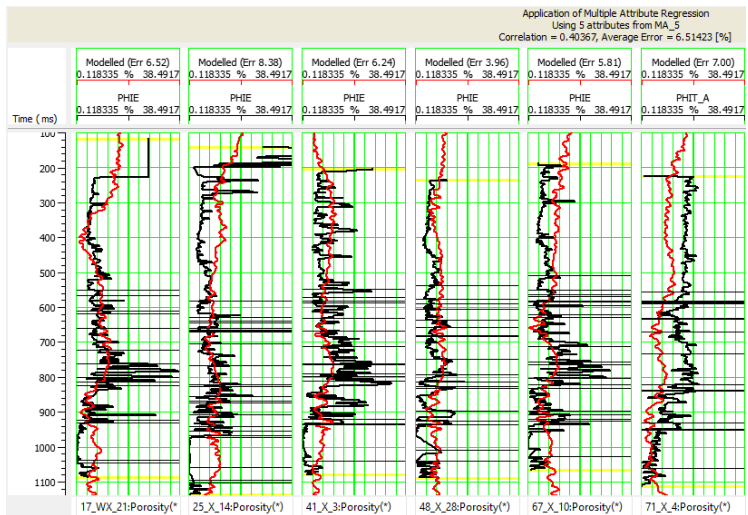


Gambar 5.14. *Arbitrary line* pada beberapa sumur berarah NW-SE di zona RDPK.

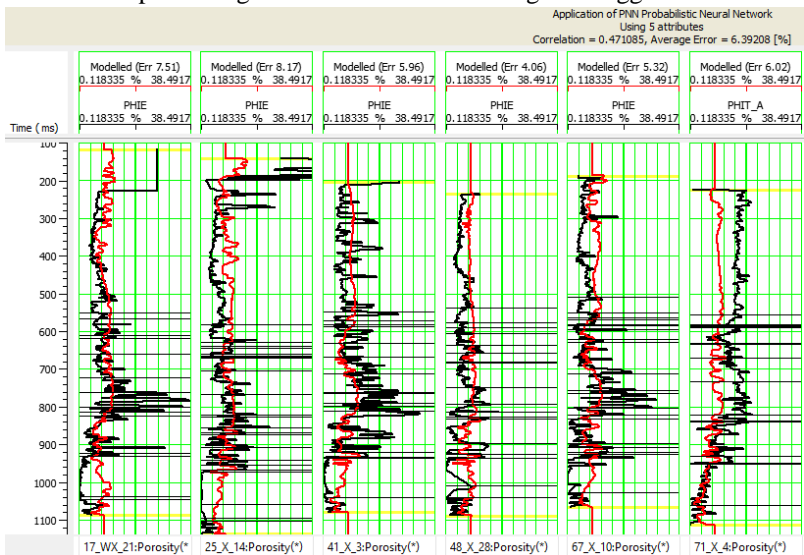
Gambar 5.13 dan 5.14 menunjukkan penampang *arbitrary line* yang melewati sumur 17_WX_21 – 48_WX_28 – 41_AX_3 – 25_X_14. Arah kemenerusan *arbitrary line* ini yaitu pada arah barat laut – tenggara. Berdasarkan penampang tersebut dapat dilihat persebaran nilai impedansi akustik antar sumur.

5.3 Analisis Seismik Multiatribut

Penerapan multiatribut yang diperoleh mempunyai nilai kecocokan yang cukup baik antara porositas prediksi dan porositas asli. Hasil training dan nilai validasi menunjukkan korelasi yang cukup baik. Untuk regresi linier multiatribut nilai korelasinya hanya sebesar 0.4. Sedangkan untuk *probabilistic neural network* (PNN) nilai korelasinya mencapai 0.47. Dengan begitu hasil porositas prediksi dari PNN lebih mendekati nilai porositas asli sumur. Berdasarkan nilai korelasi yang didapat maka diasumsikan bahwa volume porositas yang dihasilkan cukup valid dan diharapkan dapat memisahkan zona reservoir dan non reservoir dengan baik.



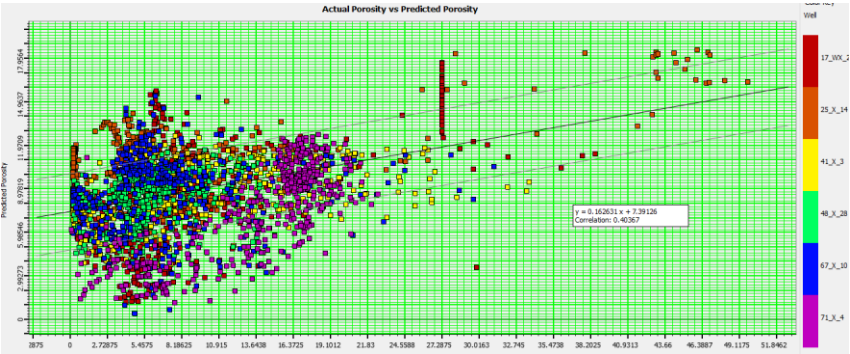
Gambar 5.15. Aplikasi regresi linier multiatribut dengan menggunakan 5 atribut.



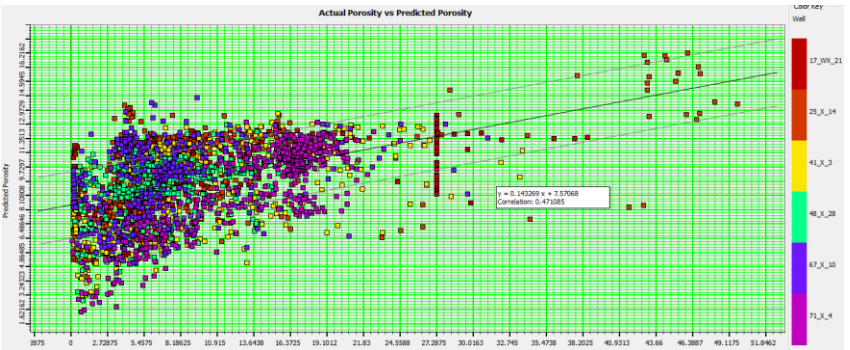
Gambar 5.16. Aplikasi probabilistic neural network (PNN).

Operasi non-linier dari neural network menghasilkan korelasi yang lebih baik dibandingkan dengan regresi linier multiatribut karena neural network bekerja dengan meniru cara otak manusia bekerja. Neural network dilakukan

dengan batas atas marker zona target bagian atas (F1WC) dan sampai akhir log. neural network menginterpolasi data dengan cukup baik, tetapi log yang mempunyai *spike* atau nilai yang cukup tinggi atau rendah hanya diambil trennya saja.

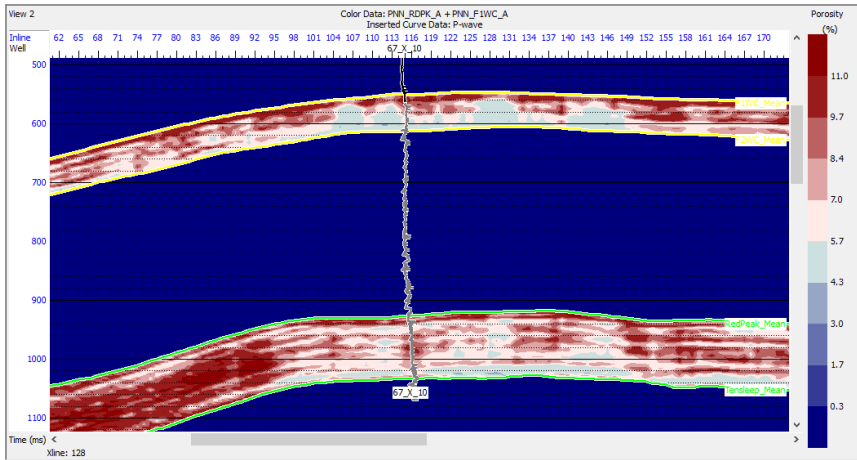


Gambar 5.17. Crossplot korelasi regresi multiatribut (korelasi 0.4)



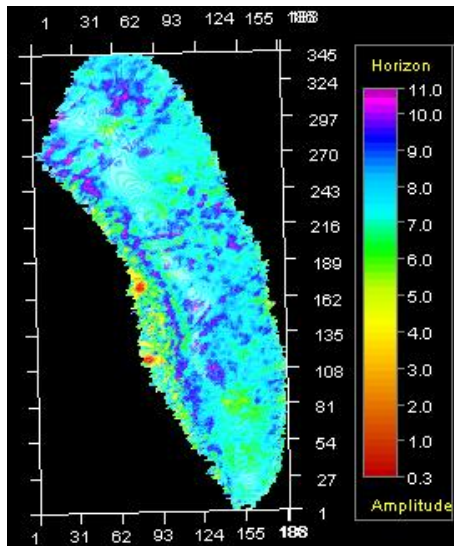
Gambar 5.18. Crossplot PNN (korelasi 0.47)

Setelah melakukan analisis terhadap seismik multiatribut selanjutnya hasil dari analisis diaplikasikan ke dalam data seismik dengan atribut eksternal berupa hasil inversi *model based* impedansi akustik. Maka akan didapatkan persebaran nilai dari porositas pada penampang seismik. Untuk analisis selanjutnya digunakan hasil dari PNN karena mempunyai nilai korelasi yang lebih baik daripada regresi linier.

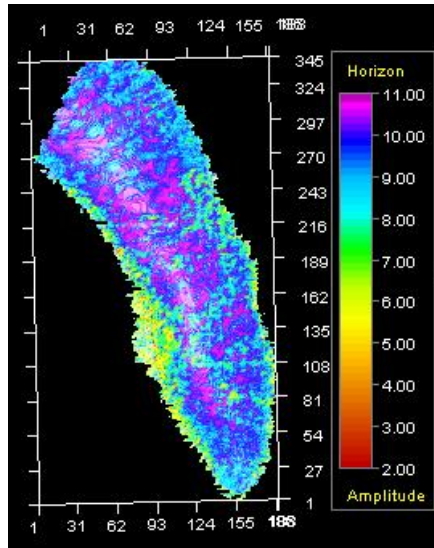


Gambar 5.19. Hasil prediksi porositas menggunakan metode PNN dengan batas F1WC-F2WC (atas) dan RedPeak-Tensleep (bawah).

Berdasarkan gambar 5.19 diketahui bahwa persebaran nilai porositas pada penampang seismik mempunyai rentang 4.3 – 11 % dengan dominan porositas 7 – 11 %. Untuk melihat lebih jelas persebaran nilai porositas, maka pada tiap zona target dilakukan timeslice untuk mendapatkan porosity map sehingga mempermudah interpretasi.



Gambar 5.20. *Porosity map* horizon RDPK +15ms.

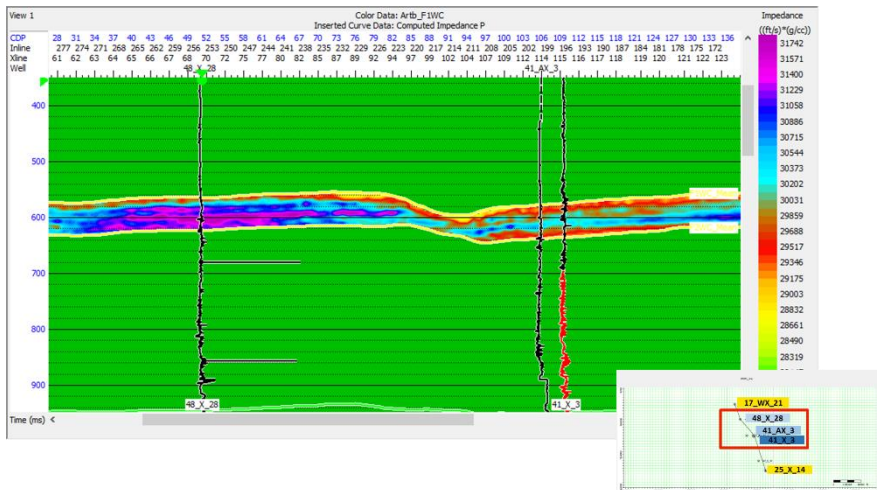


Gambar 5.21. *Porosity map* horizon F1WC +10ms.

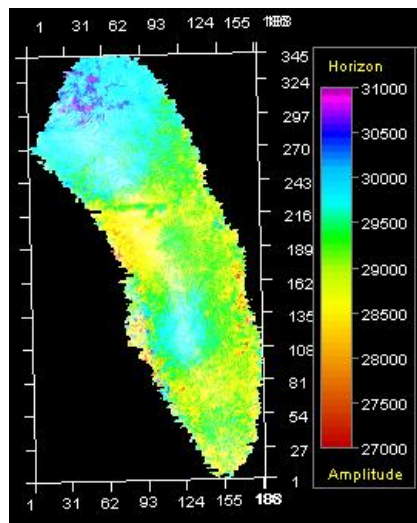
Berdasarkan gambar 5.20 dan 5.21 diketahui zona persebaran porositas dengan nilai cukup baik. Pada gambar 5.20 peta porositas dari RDPK memperlihatkan nilai rentang porositas dominan dari 7 – 10 %, nilai yang cukup baik. Sedangkan gambar 5.21 peta porositas dari F1WC cenderung seragam dengan rentang 8 – 11 %, lebih besar daripada di horizon RDPK. Jika dikorelasikan dengan peta impedansi akustik, F1WC mempunyai nilai impedansi yang lebih rendah daripada RDPK.

5.4. Analisis Terintegrasi Inversi AI dan Seismik Multiatribut

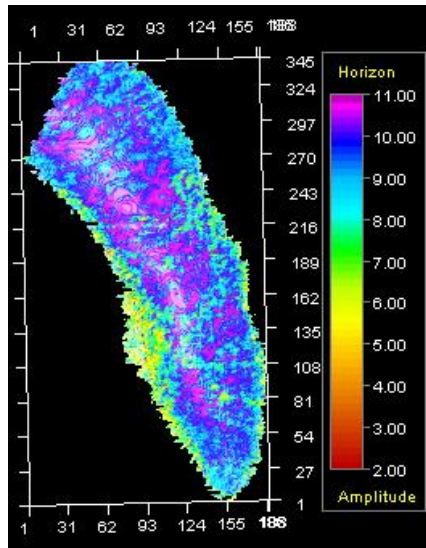
Setelah dilakukan analisis terhadap hasil inversi impedansi akustik berbasis model dan seismik multiatribut *probabilistic neural network*, maka akan dilakukan analisis terintegrasi guna mendapatkan karakter reservoir dari zona target. Pada analisis ini akan dikorelasikan antara persebaran nilai porositas dan impedansi akustik pada peta horizon dan penampang *arbitrary line*.



Gambar 5.22. *Arbitrary line* pada beberapa sumur berarah NW-SE di zona F1WC.

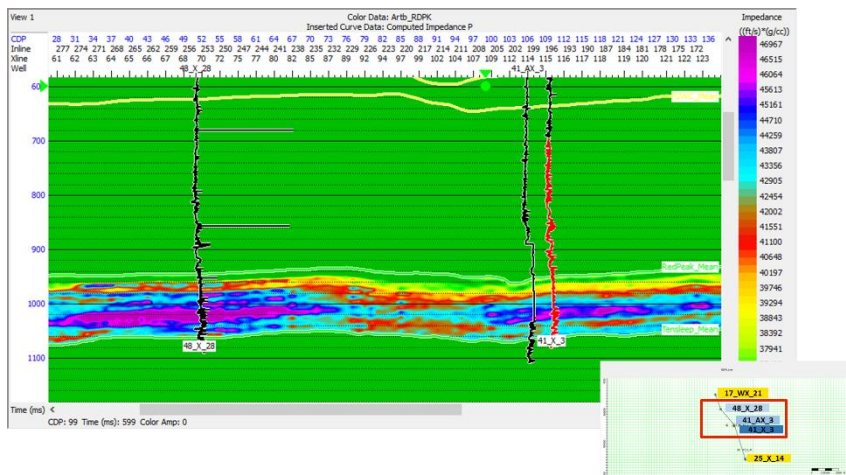


Gambar 5.23. Penampang timeslice pada horizon F1WC (+10ms).

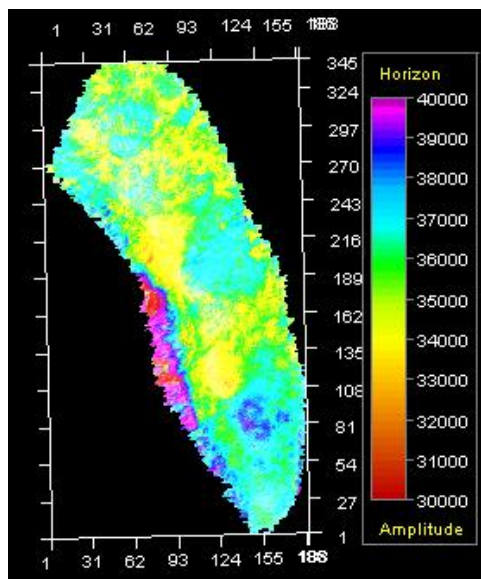


Gambar 5.24. *Porosity map horizon F1WC +10ms.*

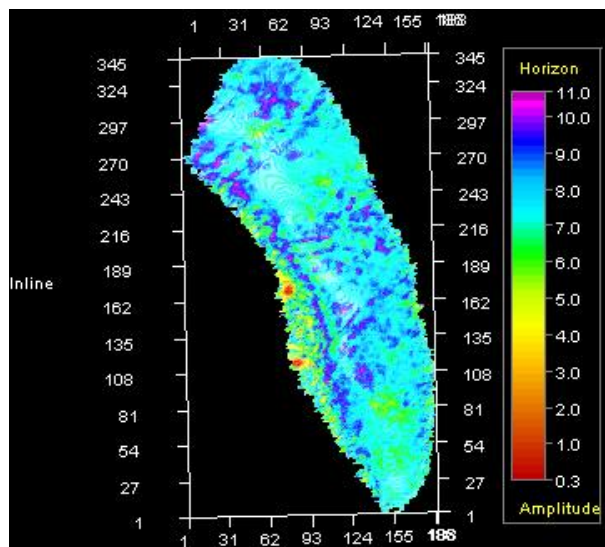
Berdasarkan gambar 5.22, 5.23, dan 5.24 diketahui bahwa persebaran porositas dan impedansi akustik cenderung seragam dengan rentang nilai impedansi 27000-34000 (ft/s)(gr/cc) dan porositas 8 – 11% pada peta porositas. Dari log GR didapatkan bahwa zona ini merupakan *shaly sand* dengan nilai GR>50 API. Berdasarkan data *slice +10ms*, properti log yang bagus ditunjukkan pada well 17_WX_21, 48_X_28, dan 67_X_10 yang berada di area Utara dan Selatan dengan kisaran impedansi 30000 (ft/s)(gr/cc), berwarna biru muda pada peta. Zona yang mempunyai properti bagus yaitu zona yang mempunyai impedansi rendah pada zona target F1WC ini. Pada *arbitrary line* menunjukkan bahwa persebaran impedansi properti yang bagus dengan warna biru muda hingga merah mempunyai persebaran yang merata. Berdasarkan hal-hal tersebut dapat dijustifikasi bahwa zona ini prospektif berdasarkan karakter log yang cukup bagus, nilai porositas yang cukup, dan karakter log resistivitas menyerupai zona di bawahnya yaitu F2WC yang sudah terbukti mengandung hidrokarbon.



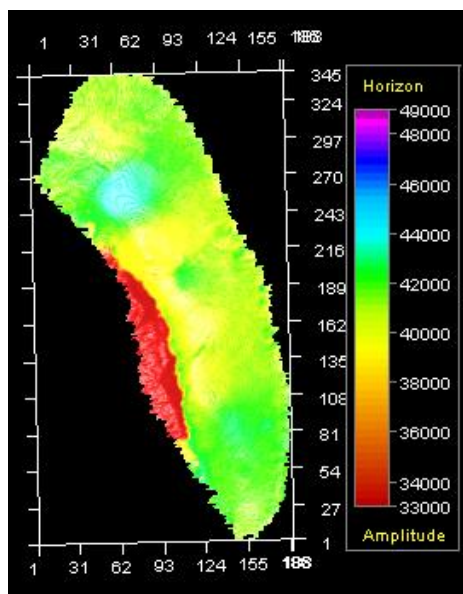
Gambar 5.25. *Arbitrary line* pada beberapa sumur berarah NW-SE di zona RDPK.



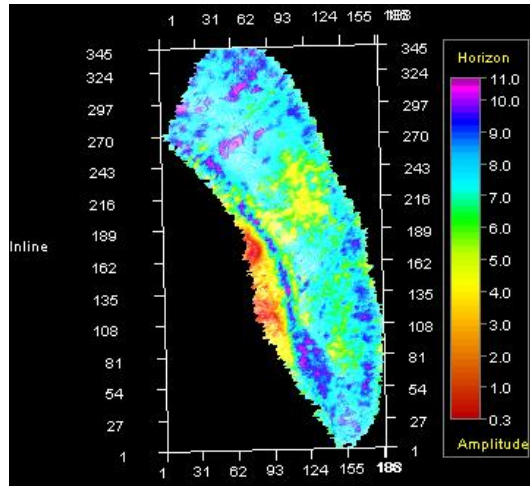
Gambar 5.26. Penampang timeslice pada horizon RDPK (+15ms).



Gambar 5.27. *Porosity map* horizon RDPK +15ms.



Gambar 5.28. Penampang timeslice pada horizon RDPK (+95ms).



Gambar 5.29. *Porosity map* horizon RDPK +95ms.

Berdasarkan gambar 5.25, 5.26, 5.27, 5.28, dan 5.29 diketahui bahwa persebaran impedansi akustik dan porositas cenderung seragam dengan rentang nilai impedansi 34000 – 49000 (ft/s)(gr/cc) dan porositas 5 – 10 % pada peta. Berdasarkan log GR didapatkan bahwa zona ini merupakan campuran litologi *clean sand* hingga *shaly sand* dengan GR zona *clean sand* <20 API dan *shaly sand* pada zona ini memiliki nilai GR yang lebih rendah dibandingkan dengan yang di F1WC. Data slice pada zona ini diambil pada 2 lokasi, +15ms pada zona *shaly sand* dan +95 pada zona *sand*. Pada data *slice* +15ms, properti yang bagus ditunjukkan dengan warna kuning hingga hijau muda dengan rentang impedansi 34000 – 37000 (ft/s)(gr/cc) berdasarkan properti log dari well 67_X_10. Pada data *slice* +95ms, properti bagus merata kecuali pada lokasi dengan warna impedansi merah. Zona properti yang bagus ditunjukkan dengan impedansi yang tinggi. Pada peta *slice porositas* +95ms, porositas yang bagus berada pada bagian Utara dan Selatan. Pada *arbitrary line* menunjukkan bahwa persebaran impedansi akustik properti yang bagus dengan warna biru muda hingga ungu merata antar well. Berdasarkan hal tersebut dapat dijustifikasi bahwa zona ini prospektif berdasarkan karakter log GR yang lebih *clean*, terdapat lokasi *high resistivity* di zona *sand*, nilai impedansi yang tinggi, dan nilai porositas yang cukup.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB VI PENUTUP

6.1 Kesimpulan

Berdasarkan pengolahan data yang telah dilakukan diperoleh hasil guna mencapai tujuan dari penelitian ini, sehingga dapat disimpulkan bahwa :

1. Karakter reservoir zona F1WC yaitu impedansi akustik pada rentang 27000-34000 (ft/s)(gr/cc) dan porositas 8-11%, dengan zona prospek merata.
2. Karakter reservoir zona RDPK mempunyai rentang nilai impedansi akustik 34000-49000 (ft/s)(gr/cc) dan porositas 5-10%, dengan zona prospek berada di Utara dan Selatan.
3. Berdasarkan peta persebaran karakter reservoir, peta *timeslice*, dan karakter log diketahui bahwa zona target F1WC dan RDPK merupakan zona prospektif hidrokarbon.

6.2 Saran

1. Karakterisasi lebih lanjut dengan menggunakan metode analisis AVO guna mendapatkan peta distribusi, orientasi, dan pola dari *fracture*.
2. Optimalisasi prediksi porositas dengan menggunakan metode prediksi porositas yang lain.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR PUSTAKA

- Artun, E. et al. 2005. *Reservoir Characterization Using Intelligent Seismic Inversion*. SPE 98012, Society of Petroleum Engineers.
- Chamber, R. L. and Yarus, J. M.. 2008. *Quantitative Use of Seismic Attribute for Reservoir Characterization* Quantitative Geoscience, inc. Broken Arrow, Houston, Texas, USA.
- Cooper, S.P., Lorenz, J.C., dan Goodwin, L.B.. 2001. *Lithologic and Structural Controls on Natural Fracture Characteristics Teapot Dome, Wyoming*. Sandia National Laboratories Technical Report SAND 2001-1786,74p.
- Fahmi, R.. 2016. *Karakterisasi Reservoir Karbonat dengan Aplikasi Seismik Atribut dan Inversi Seismik Impedansi Akustik pada Lapangan "RF", JOB Pertamina Petrochina East Java*. Skripsi, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Faisal. 2009. *Prediksi Sebaran Porositas pada Lapisan Karbonat dengan Menggunakan Metode Inversi Berbasis Model pada Data Seismik 3D*. Skripsi, Universitas Hasanuddin.
- Gadallah, R. M. dan Fisher, R.. 2009. *Exploration Geophysics*. Springer:Berlin.
- Gray, D. dan Andersen, E.. 2001. *The Application of AVO and Inversion to the Estimation of Rock Properties*. CSEG Recorder.
- Hampson, D. dan Russell, B. H.. 2005. *Simultaneous Inversion of Pre-stack Seismic Data*. Geohorizons.
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta : Schlumberger Oilfield Services.
- Irwan, F.. 2010. *Aplikasi Inversi AI terhadap Karakterisasi Porositas Reservoir Lapangan IWR Cekungan Sumatera Utara*. Tesis, Universitas Indonesia.
- Jordan, T.E., dan Allmendinger, R.W.. 1986. *The Sierras Pampeanas of Argentina: A Modern Analogue of Rocky Mountain Foreland Deformation*. American Journal of Science, v. 286, p. 737-764.

- Klusman, R.W.. 2005. *Baseline Studies of Surface Gas Exchange and Soil-Gas Composition in Preparation for CO₂ Sequestration Research: Teapot Dome, Wyoming*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 89, no. 8, p. 981-1003.
- Rastegarnia, M. dan Kadkhodaie, A.. 2013. *Estimation of Flow Zone Indicator Distribution by Using Seismic Data : A case study from a Central Iranian Oilfield*. Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology, Vol. 2 (2013), No.4, pp. 12.25.
- Roth, M., Emmanuel, J., Anderson, T.. 2005. *Better Understanding Wyoming Tight Gas Reservoir Through Co-visualization and Analysis of 3D Seismic, VSP and Engineering Data-Teapot Dome, Powder River Basin*. 3D Seismic Symposium, Rocky Mountain Association of Geologists/Denver Geological Society, p. 1-5.
- Saleeby, J.. 2003. *Segmentation of the Laramide Slab-evidence from the southern Sierra Nevada Region*. Geological Society of America Bulletin, v. 115, no.6, p. 655-668.
- Singer, Julian. 2007. *Well Logging for Earth Scientists*. Netherland : Springer.
- Sukmono, S.. 2000. *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*. Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Yuliandri, I., dkk.. 2014. *Facies (Rock Type) Modeling Using Static Model Process from Porosity Distribution, Case from Baturaja Formation*. AAPG International Conference and Exhibition, Istanbul, Turkey.

BIODATA PENULIS



Nur Muhammad Zain lahir di Sidoarjo, 02 Mei 1995. Penulis menempuh pendidikan di SDN Gempolsari (2001 – 2007), SMPN 2 Candi (2007 – 2010), SMAN 1 Sidoarjo (2010 – 2013), dan Teknik Geofisika – ITS (2013 – Sekarang). Selama perkuliahan penulis mendapatkan pengalaman berorganisasi yaitu menjadi Koordinator Kuliah Tamu SEG (*Society of Exploration Geophysics*) ITS (2015-2016) dan menjadi Sekretaris LDJ (Lembaga Dakwah Jurusan) Al-Ardh (2015-2016). Penulis sering mengikuti kegiatan kepanitiaan salah satunya yaitu acara workshop *Integrated Petroleum Exploration and Exploitation* (IPEE 2015) yang diadakan selama 5 hari dengan narasumber *expert* dalam bidang eksplorasi dan eksploitasi migas. Penulis pernah mengikuti perlombaan poster dengan judul “*Potential Analysis of Natural Gas in Around Lapindo Area, Sidoarjo, East Java*” yang diadakan oleh AAPG Universitas Padjadjaran SC – Trapspot (2014). Memiliki pengalaman kerja di Husky CNOOC Madura Limited (HCML) pada tahun 2016 selama 1,5 bulan dengan tema *Processing Well Log Data* dan judul “*Integrated Petrophysical Analysis of Karbela ITS 1*”, dan proses pengerjaannya menggunakan *software Integrated Petrophysics* (IP). Jika ingin berdiskusi lebih jauh perihal Tugas Akhir atau ingin menghubungi penulis dapat melalui email **nmzain2@gmail.com**. Akhir kata, semoga tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi para pembaca, sekian dan terimakasih.